

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

**CONSULTORIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA
METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD
DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE
TUBERÍA**

INFORME III

SANDRA STELLA FONSECA
FERNANDO DAMONTE

DICIEMBRE 2008

INDICE

1	OBJETO.....	4
2	ALCANCE.....	4
3	Análisis sobre el cumplimiento de los propósitos previstos	4
3.1	Objetivos planteados	4
3.2	Resultados.....	6
3.2.1	Cobertura.....	6
3.2.2	Rentabilidad.....	7
3.2.3	Penetración.....	8
3.2.4	Volumen y usuarios	10
3.2.5	Crecimiento en todos los sectores.....	11
3.2.6	Evolución de la demanda	12
3.2.7	Impacto del Cargo de Distribución	30
4	Alternativas de mejora a la metodología vigente.....	34
4.1	Generalidades.....	34
4.2	Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	35
4.3	Período de fijación de tarifas.....	36
4.4	Desagregación de la Demanda.....	37
4.4.1	Propuesta de mejora con Canasta de Tarifas basada en rangos (Alternativa 1A) ..	37
4.4.2	Propuesta de mejora basada en Categorías (válida para la segunda alternativa de canasta y la alternativa de Price Cap)	39
4.5	Definición del Cargo Piso y del Cargo Techo	40

4.5.1	Cálculo del Costo Marginal	44
4.5.2	Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor	54
4.6	Criterios para el Diseño de los segmentos Residencial y Comercial	59
4.6.1	Valoración Social.....	59
5	Conclusiones	68
6	Referencias.....	75

1 OBJETO

El presente informe contiene el desarrollo y análisis de los puntos 3.9 a 3.10 de los Términos de Referencia, CDP- 104-2008, publicados por CREG para la Evaluación de la Metodología de Canasta de Tarifas de la Actividad de Distribución de Gas Combustible por Redes de Tuberías (documento CDP-104-2008).

2 ALCANCE

El alcance del presente informe comprende el desarrollo de las siguientes actividades descritas en los términos de referencia anteriormente nombrados:

- Hacer el análisis sobre el cumplimiento de los propósitos previstos en el momento de definir la metodología de la canasta de tarifas.
- Proponer y desarrollar alternativas de mejora o modificación a la metodología vigente y en especial a la aplicación de la canasta de tarifas, teniendo en cuenta las condiciones actuales del sector.

3 ANÁLISIS SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE LOS PROPÓSITOS PREVISTOS

Los objetivos planteados por la CREG en la decisión de la metodología de Canasta de Tarifas para la remuneración de la actividad de Distribución de gas Combustibles por redes, se derivaron de los análisis realizados a los resultados de la metodología de remuneración anterior.

3.1 Objetivos planteados

Los principales comentarios a dicha metodología anterior se referían a la falta de flexibilidad en un componente tarifario, diseñado con un cargo único, que no reconocía el alto impacto de este en la tarifa, y las diferencias en la imposición de costos diferenciados por tipos de clientes o niveles de consumo. Esta condición favorecería los subsidios cruzados entre usuarios y dificultaba la penetración

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Para impulsar el incremento de la penetración en términos de cobertura, volumen, usuarios, municipios, inversión en redes y abastecimiento de GNV, se requerían definir esquemas de incentivos regulatorios que permitieran aprovechar el conocimiento de las empresas en sus mercados para convertir estos objetivos en sus propios objetivos de desarrollo. Especialmente en los sectores industriales y en el GNV, esto teniendo en cuenta que el desarrollo residencial ha sido un éxito en Colombia, pero se presagiaba un menor crecimiento del volumen de gas, competencia con combustibles sustitutos, y desarrollos especiales en municipios nuevos que requerían grandes inversiones.

En resumen la CREG determinó como objetivos:

- Lograr la mejor asignación de costos.
- Incentivar la penetración del gas combustible.
- Mantener el ritmo de conocimiento en cobertura.
- Reflejar costos y economías de escala.

Teniendo en consideración mantener la competitividad de gas natural frente algunos energéticos, se determinó una metodología que reflejara:

- Si los cargos se acercaban al costo de atención de los volúmenes consumidos.
- Si se permitía al distribuidor implementar vía precio estrategias comerciales que se ajustan a la disponibilidad a pagar de los usuarios.
- Si se reflejaba en términos tarifarios las diferencias que existen entre el costo medio de distribución que ocasiona un pequeño consumidor y el ocasiona un gran consumidor al prestador de servicio.
- Que los escalones de ingresos se fundamentaban en la conveniencia de determinar los niveles de precios que respondieron a los tipos de elasticidad precio de la demanda de gas natural dado los costos relativos de sus sustitutos.
- Que los usuarios de altos consumos de gas, tienen altos incentivos económicos para utilizar varios combustibles o para conectarse directamente a la infraestructura de transporte.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

3.2 Resultados

Derivados de los resultados obtenidos en los análisis del Informe II, se puede determinar que se tienen resultados positivos en las empresas, especialmente cuando se incluyen los progresos de la distribución de Gas Natural Vehicular GNV-.

Sin embargo los resultados no son sistemáticamente consecuentes con la aplicación de la Canasta de tarifas. Algunas obtienen mejores resultados que otras, y algunas obtienen buenos resultados a pesar de por ejemplo no aplicar más de un rango.

Las estrategias de descuentos o incrementos son variados y así mismo los resultados en penetración. Por esto los resultados no se pueden analizar inequívocamente, sino de manera integral buscando identificar resultados generales y casos especiales que por un comportamiento particular salgan de esta generalidad.

Los resultados diferentes, pueden entonces explicarse, primero por que no todas las distribuidoras aplicaron todas las opciones de flexibilidad que esta brindaba y cuando las aplicaron usaron diferentes criterios, y segundo por que la diferencia de mercados es notable entre estas.

Sin embargo se presenta a continuación un recuento de los principales logros en términos de penetración y cobertura. Igualmente se analizó la rentabilidad.

3.2.1 Cobertura

Para la Cobertura sobre el potencial:

En el año 2005 el promedio de la cobertura sobre el potencial, las empresas tienen una captación potencial del mercado del 78% y en el 2008 es del 72%.

Sin embargo, en promedio la variación interanual en la cobertura sobre el potencial, las empresas tienen un aumento del casi 2%. Se destacan empresas con incrementos de hasta el 8% interanual, mientras existen empresas cercanas al cero por ciento, cuatro (4) empresas. Además existen empresas con decrecimientos en la variación interanual en la cobertura potencial estando dos de ellas en valores al rededor del -6%

Para la Cobertura sobre el potencial final:

El promedio de todas las empresas para el año 2005 es una captación del mercado potencial final del 2008 en un valor de 62%. Este valor es significativo, pero deja ver que

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

existe un espacio amplio para generar una mayor dinámica de penetración, tal como lo buscaba un objetivo de la canasta de tarifas.

El promedio de la cobertura del 2008 sobre la potencial del 2008, las empresas tienen una captación del mercado del 72%. Es decir que el promedio de captación final entre el año 2005 y el año 2008, incremento en cerca de 10 puntos.

Todas las empresas presentan un incremento en la variación interanual de la cobertura sobre el potencial final, con valores entre el 2% y el 33% aproximadamente.

Las empresas en promedio aumentan su captación del potencial final un 12%. Se puede ver, que en promedio la metodología de canasta de tarifas pudo haber contribuido con el crecimiento positivo del potencial final, siendo muy importante en algunas empresas.

Para la cobertura efectiva:

La cobertura efectiva en promedio para el año 2005 fue de 66% y para el año 2008 fue de 64%.

El promedio de la variación interanual de la cobertura efectiva entre los años 2005 y 2008 de todas las empresas, es un aumento de la cobertura efectiva del 5 %.

Sin embargo se tienen empresas con variación interanual de la cobertura efectiva muy importante con valores hasta del 27%, mientras algunas empresas decrecieron en esta variación con valores hasta del -6%. Con 8 empresas con variaciones mínimas muy cercanas al cero por ciento.

En términos de resultados de la aplicación de la canasta de tarifas, los anteriores valores son significativos, pero no son consistentes.

3.2.2 Rentabilidad

Para el año 2005 la rentabilidad más alta fue del 55% y la más baja del 2 %, y el promedio de todas las empresas fue del 19%.

Para el año 2007 la rentabilidad más alta fue del 58% y la más baja del 2 %, y el promedio de rentabilidad de todas las empresas fue del 19% al igual que en el año 2005.

La rentabilidad comparada es en promedio igual, sin embargo el promedio de incremento interanual de la rentabilidad fue del 6%.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En la variación en la rentabilidad interanual en el periodo del año 2005 al año 2007, el más alto crecimiento fue del 49% y el más bajo fue una reducción de rentabilidad con un valor de -43%.

La variación de las rentabilidades no es consistente, y se diferencia de manera significativa entre empresas. Mientras algunas empresas, aparentemente lograron incrementar su rentabilidad, otras decrecieron igualmente de manera importante.

3.2.3 Penetración

La penetración se midió en términos de incremento o variación de volumen, en incremento o variación de número de usuarios atendidos, y en número de municipios o red extendida adicional

AÑO	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO MELGAR		ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO HUILA Y SUR DE TOLIMA		ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO CARMEN DE APICALA		ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO ICONONZO-ARBELAEZ		ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO ORIENTE ANTOQUEÑO		ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO POPAYAN	
	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios
2003												
2004	1	0	30	-								
2005	1	0	30	-	1	0						
2006	1	0	31	1	1	0						
2007	1	0	33	2	1	0	2	0				
2008	1	0	34	1	1	0	2	0	4	0	1	0

CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

AÑO	Gases del Oriente S.A. - E.S.P.		GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO RELEVANTE CASANARE SUR (Villanueva, Aguazul y Monterrey)		GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO RELEVANTE DE TAURAMENA		GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO RELEVANTE DE YOPAI		EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN		Gas Natural S.A. ESP	
	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	Δ Municipios	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios
2003	1	1										
2004	2	1	3	0	1	1	1	0	9	0	2	0
2005	3	0	3	0	1	1	1	0	9	0	2	1
2006	3	0	3	0	1	1	1	0	9	0	3	0
2007	3	0	3	0	1	1	1	0	9	0	3	0
2008	3	0	3	0	1	1	1	0	10	1	3	0

AÑO	Gas Natural del Cesar S.A.		Gas Natural del Oriente S.A. ESP - Gasorient		Gases de Barrancabermeja S.A. ESP		GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.		GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP		GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	
	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios
2003												
2004	13	2	9	0	4	0	18	0	1	0	34	
2005	15	0	9	0	4	0	21	3	1	0	35	1
2006	15	0	9	0	4	0	24	3	1	0	35	0
2007	15	0	9	0	4	0	24	0	1	0	37	2
2008	15	0	9	0	4	0	24	0	1	3	37	0

AÑO	LLANOGAS S.A. E.S.P.		INPROGAS S.A. ESP		Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.		Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A. ESP		NORTE SANTANDEREANA DE GAS (NORGAS S.A. E.S.P.)		SURTIGAS S.A. E.S.P.	
	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios	No. de municipios donde se presta el servicio al inicio del año	Δ Municipios
2003												
2004					1	0	1	0			47	4
2005	11	0			1	0	1	0			51	1
2006	14	0			1	0	2	1			52	0
2007	11	0	1	0	1	0	2	0	1	0	52	0
2008	12	1	1	0	1	0	2	0	1	0	52	

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En términos de incremento de municipios no fue substancial, el incremento fue casi nulo, exceptuando algunas empresas. Se puede concluir que las empresas se concentraron en desarrollar los mercados de los municipios existentes, tal como se observó en el incremento de cobertura, y en este periodo el incremento geográfico adicional no se amplió.

3.2.4 Volumen y usuarios

El promedio de crecimiento interanual en volumen de todas las empresas es de 12 %.

El promedio de crecimiento interanual en usuarios de todas las empresas es de 11 %.

La distribución del crecimiento en volumen por sectores permite diferenciar y observar las empresas cuyo crecimiento en volumen se dio en el sector industrial, versus el sector residencial y el GNV.

EMPRESA	Mayor demanda de volumen		Distribuye GNCV
	Residencial	Industrial	
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MELGAR	x		
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. HUILA Y SUR DEL TOLIMA	x		x
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. CARMEN DE APICALA	x		
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. ICONONZO-ARBELAEZ	x		
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. ORIENTE ANTIOQUEÑO	x		
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. POPAYAN	x		
GASES DEL ORIENTE S.A. - E.S.P.	x		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN		x	x
GAS NATURAL S.A. ESP	x		x
GAS NATURAL DEL CESAR S.A.	x		x
GASORIENTE S.A. E.S.P.	x		x
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	x		x
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	x		
GASES DE LA GUAJIRA S.A., E.S.P.	x		x
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP		x	x
GASES DEL CARIBE S.A. ES.P.		x	x
LLANOGAS S.A.E.S.P.	x		x
INPROGAS S.A. ESP	x		
Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.	x		
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	x		x
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO CASANARE SUR	x		x
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO TAURAMENA	x		
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. - MERCADO DE YOPAL	x		x

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

El mayor crecimiento de la demanda de volumen es en el sector residencial, en el 87% de las empresas (20 empresas). Solo en el 13% de las empresas (3 empresas) la mayor demanda de volumen esta orientado por la demanda del sector industrial. La contribución del crecimiento del GNV debe ser relativizada pues solo el 56.5% de las empresas distribuyen GNCV.

3.2.5 Crecimiento en todos los sectores.

Se evalúa el crecimiento en todos los sectores, revisando el crecimiento en sectores de alto consumo y en especial en industria y GNV.

En los siguientes gráficos se observa un crecimiento continuo en la demanda de volumen en todos los sectores desde el año 2004 al año 2007, ya que son los años con la información completa, teniendo un mayor crecimiento la demanda de volumen del GNCV, seguido de la demanda industrial, luego la residencial y por último la demanda de volumen comercial. En los siguientes gráficos los valores del año 2008 son estimados debido a que solo se tiene información de las empresas hasta septiembre o agosto del 2008.

Debe además tenerse en cuenta que la demanda de volumen total en el sector industrial similar a la demanda de volumen residencial, sin embargo algunas empresas tienen mayor demanda industrial y otras tienen mayor demanda residencial, siendo estas la prevalentes.

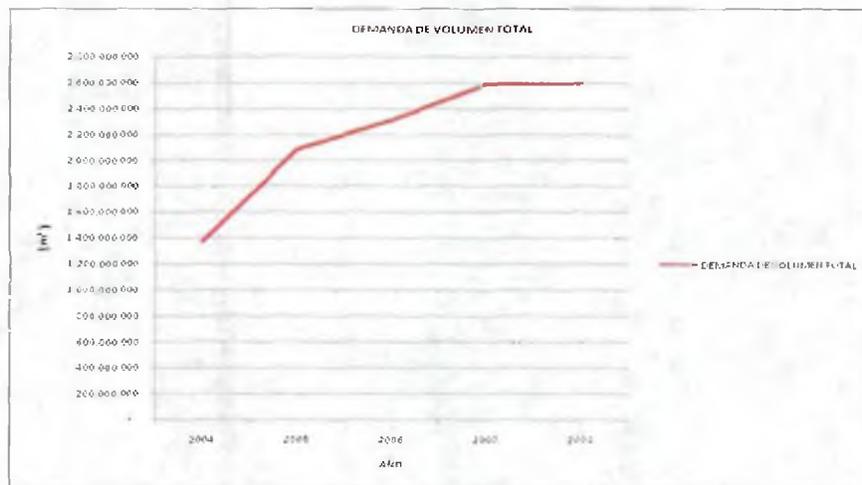


Figura 3-1: Demanda de volumen agregada: demanda residencial, comercial e industrial, GNCV y oficial.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

M

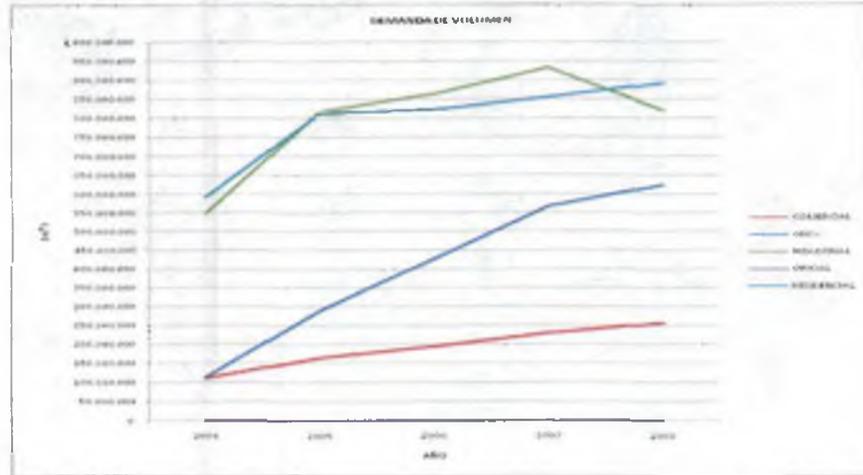


Figura 3-2: Demanda de volumen por tipo de usuario desde el año 2004 al año 2008.

SECTOR	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)				
	2004	2005	2006	2007	2008 (valor estimado)
COMERCIAL	111922569,1	165496255,2	195751847,1	230683564,4	256578272,6
GNV	114222527,1	288422236,6	428270140,5	567364170,1	624307735,9
INDUSTRIAL	550939127,2	818745713	865303536,8	932571172,7	820932875,1
OFICIAL	495725,22	466536,09	325324,85	450048,76	322632,64
RESIDENCIAL	592866808,6	812275860,6	822347974,5	856658284,9	893197883,1

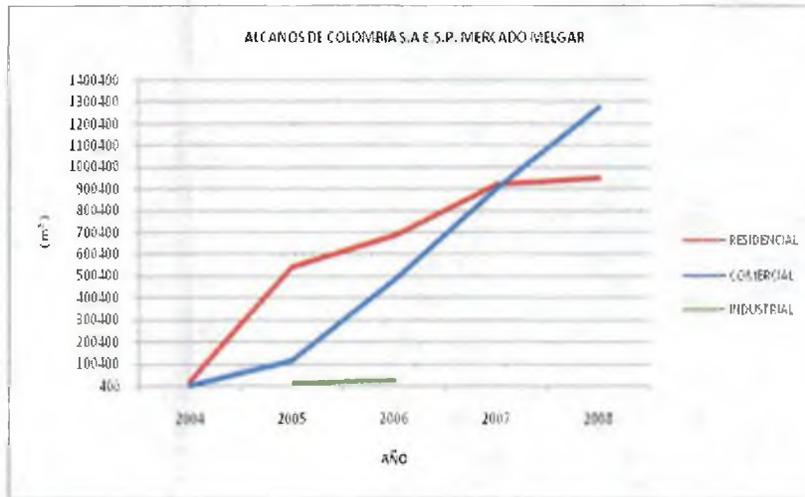
Se puede observar que los mayores volúmenes corresponden a la demanda residencial e industrial con crecimientos progresivos, mientras le siguen el GNV con una pendiente de crecimiento muy importante. La demanda comercial es mas modesta y con un crecimiento leve.

Debe anotarse, que en los datos agregados aparecen algunas inconsistencias de volumen y número de usuarios respecto a los datos de los cuadros agregados reportados por las empresas.

3.2.6 Evolución de la demanda

Los siguientes gráficos muestran la evolución del volumen de demanda para cada una de las empresas distribuidoras.

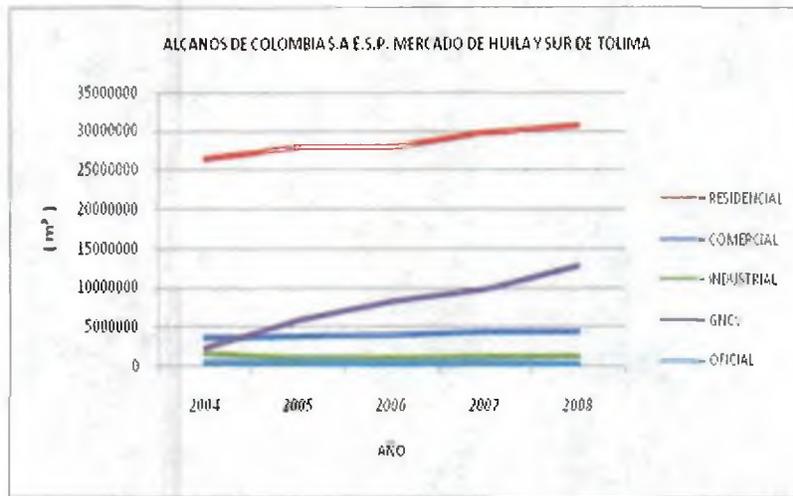
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A E.S.P. MERCADO MELGAR



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	21.691	1.306	541.466	2.833	683.387	3.285	937.573	3.956	710.911	4.316
COMERCIAL	442	2	116.276	51	484.105	64	903.031	64	956.237	104
INDUSTRIAL			11.986	1	26.587	1				
ONCV										
OFICIAL	28.274	1								

En este mercado el crecimiento más importante se dio en el sector comercial, seguido por el residencial. El crecimiento en el sector industrial fue moderado y no se tienen datos para los años subsiguientes. El usuario industrial reportado no continúa, aunque no se reportó su salida.

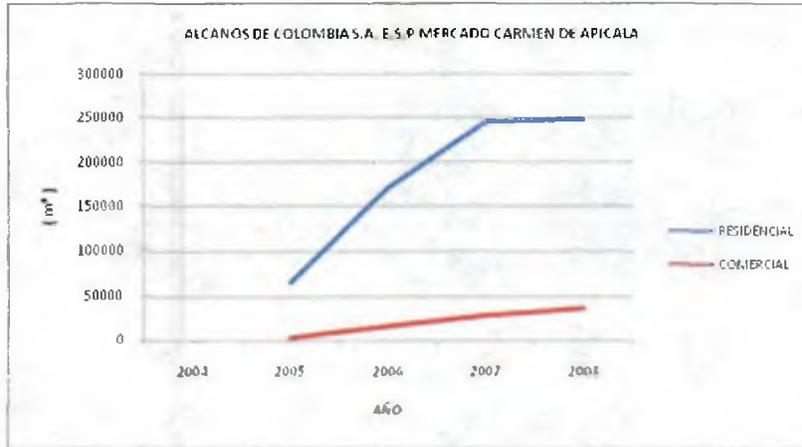
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A E.S.P. MERCADO DE HUILA Y SUR DE TOLIMA



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	26.467.211	105.154	27.955.418	114.512	28.028.418	124.777	28.804.486	138.902	23.103.141	148.768
COMERCIAL	3.613.953	720	3.777.355	801	3.979.413	864	4.417.620	1.011	3.309.813	1.164
INDUSTRIAL	1.563.680	22	965.441	20	3.011.508	20	1.121.497	20	881.471	18
GNV	2.370.881	1	6.000.347	3	8.363.715	4	9.821.350	6	9.627.911	10
OFICIAL	467.451	23	466.536	29	325.325	28	450.045	34	241.670	33

El crecimiento en este mercado es moderado y solo se dio en el sector residencial y en el GNV. Muy debil el crecimiento en el comercial y en el industrial.

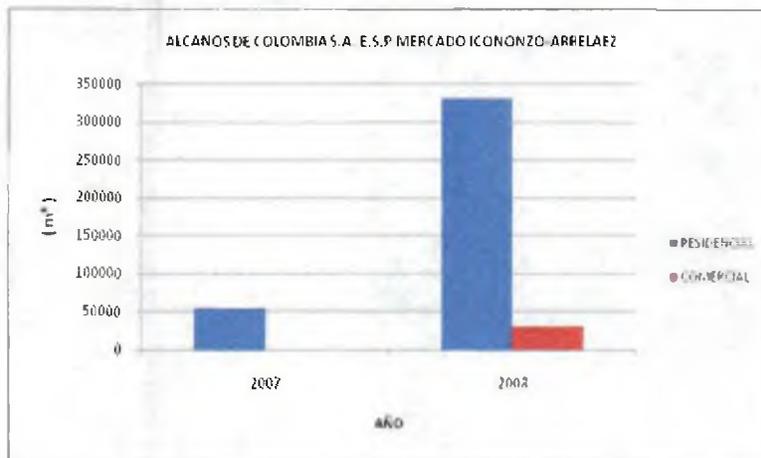
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P MERCADO CARMEN DE APICALA



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL			65.657	909	171.221	1.077	246.357	1.306	246.360	1.400
COMERCIAL			2.466	6	15.456	8	27.225	12	26.817	13

En este mercado el crecimiento mayor se concentró en el sector residencial y de manera moderado en el sector industrial.

- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P MERCADO ICONONZO-ARBELAEZ



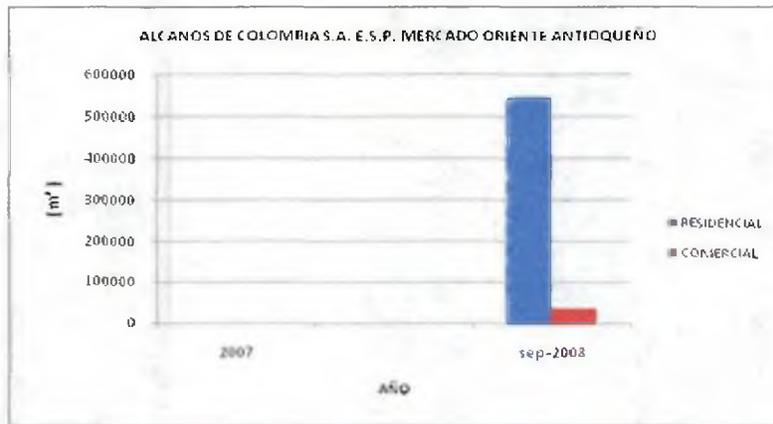
Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL							53.364	1.465	347.405	1.636
COMERCIAL									22.258	16

El crecimiento se presentó en este mercado en el sector residencial y en el ingreso del sector industrial. Sin embargo, la evolución es corta.

- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO ORIENTE ANTIOQUEÑO



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL									542.381	6.495
COMERCIAL									34.033	13
INDUSTRIAL										
GNCV										
OFICIAL									305	3

En este mercado no se puede hacer la comparación anual por el periodo de evolución insuficiente. En el informe II se muestran los gráficos con datos mensuales se ve un crecimiento de la demanda de volumen y número de usuarios desde diciembre del año 2007 a agosto del año 2008.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

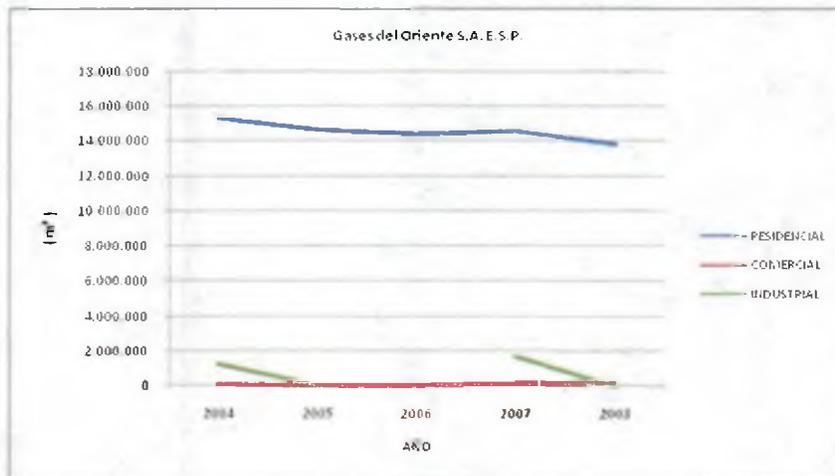
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P MERCADO POPAYAN



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL									128.558	

En el informe II, se muestran los gráficos con datos mensuales se ve un crecimiento de la demanda de volumen desde junio del año 2008 a agosto del año 2008. Su evolución es muy corta.

- GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.



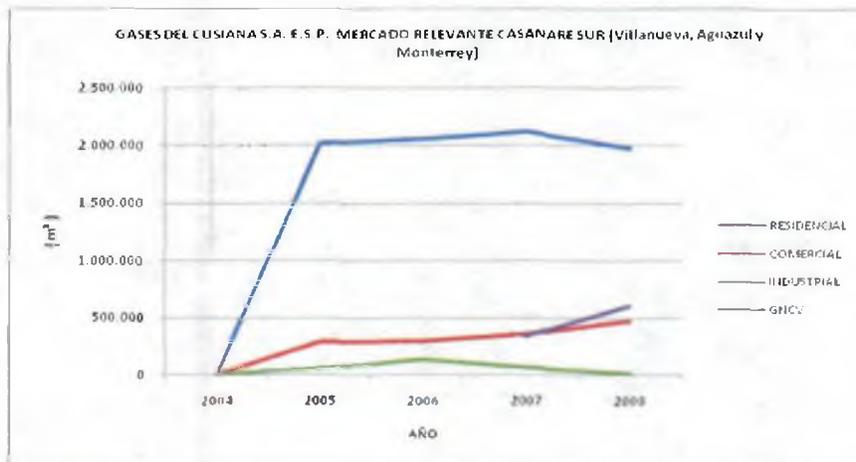
Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	15.315.604	744.348	14.648.708	740.613	14.450.171	739.342	14.890.297	747.575	10.277.563	565.716
COMERCIAL	144.879	419	73.116	192	101.806	363	193.894	540	147.988	463
INDUSTRIAL	1.248.429	26	50.210	25	-	-	1.693.564	23	9.771	9
GNCV										

Analizando desde el año 2004 al año 2007 se puede observar un crecimiento del volumen de la demanda. En el sector industrial el comportamiento no es consistente.

- GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. MERCADO RELEVANTE CASANARE SUR (Villanueva, Aguazul y Monterrey)

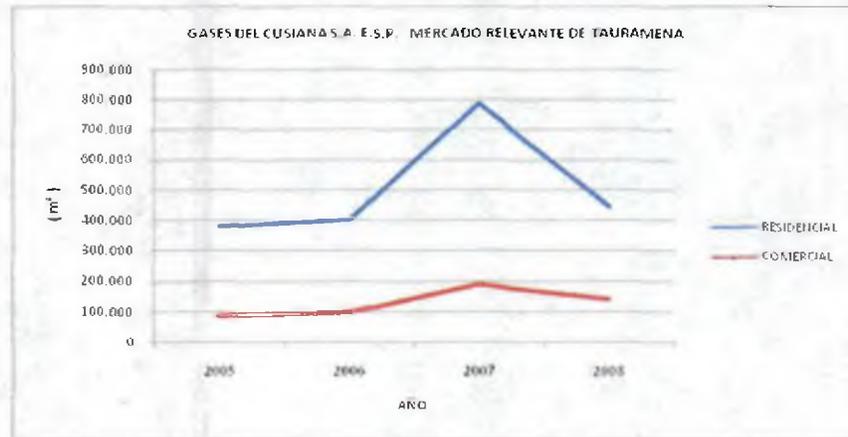


TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	-	-	2.027.433	8.238	2.059.650	9.392	2.223.892	10.358	1.484.907	10.922
COMERCIAL	-	-	284.606	108	356.115	121	363.819	183	357.130	261
INDUSTRIAL	-	-	64.275	1	186.141	1	66.219	1	8.332	1
GNCV							114.756	1	481.466	1

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En este mercado se impulso el sector residencial inicialmente, y luego se matuvo constante, mientras el sector industrial bajo levemente.

- GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. MERCADO RELEVANTE DE TAURAMENA



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	-	-	382.456	1.667	402.211	1.310	784.803	2.189	206.918	2.426
COMERCIAL	-	-	85.402	39	88.354	44	189.368	51	91.692	73
INDUSTRIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	125	1

En este mercado se incremento el residencial y el industrial inicialmente, con un pico que luego decreció desde el año 2008. Debe esperarse la evolución del resto del año.

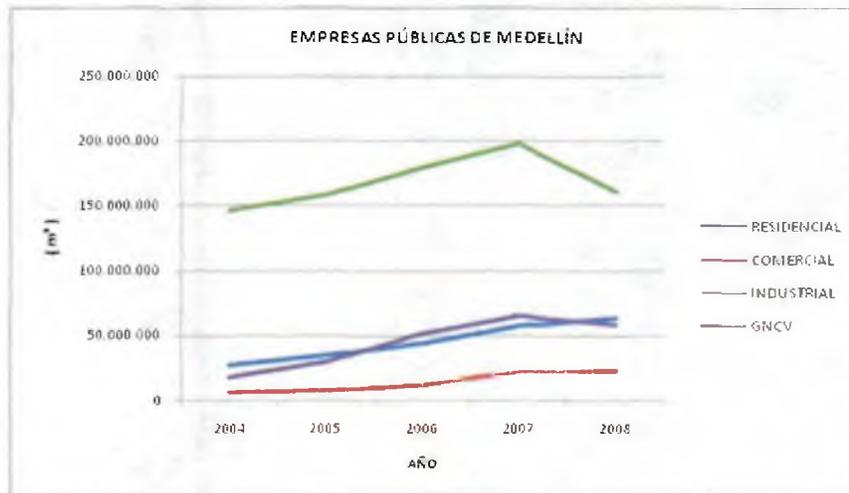
• GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P. YOPAL



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	-	-	2,537,406	13,372	2,523,118	15,366	3,205,050	17,058	2,278,422	17,687
COMERCIAL	-	-	603,854	210	590,812	263	814,631	325	705,148	476
INDUSTRIAL	-	-	153,084	2	138,787	2	145,723	2	104,845	2
GNCV	-	-	-	-	-	-	1,304,011	3	2,049,367	4

En este mercado todos los sectores crecieron, sobresaliendo el comportamiento del GNV.

• EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.

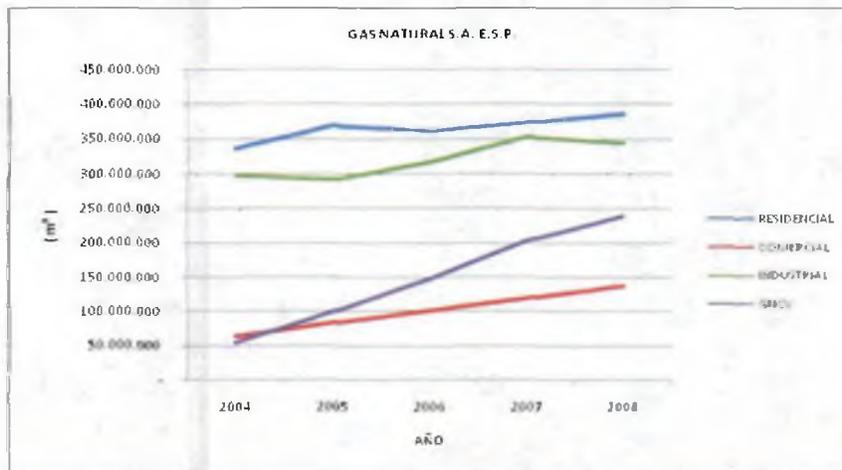


Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	27.383.531	137.688	34.253.636	178.209	44.443.417	240.611	57.643.332	311.981	47.476.240	372.266
COMERCIAL	5.853.814	1.209	7.652.293	1.699	12.087.278	2.403	22.223.133	3.368	17.290.327	4.038
INDUSTRIAL	146.290.433	515	157.208.291	434	179.274.973	708	197.398.274	782	120.381.354	856
GNCV	17.836.149	8	29.993.159	12	51.909.228	24	65.556.499	30	43.910.412	44

En este mercado se muestra el mayor crecimiento residencial, comercial y GNV. La demanda del sector industrial venía creciendo, pero aparentemente en el último año se freno esta evolución.

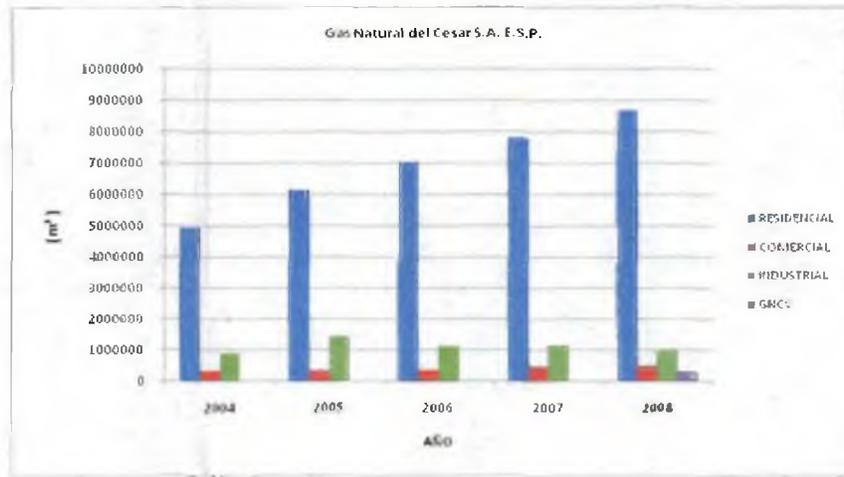
- GAS NATURAL S.A. E.S.P.



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	336.226.662	1.117.708	369.772.100	1.262.266	361.225.916	1.333.290	373.095.974	1.409.506	289.382.684	1.466.899
COMERCIAL	64.026.911	15.068	83.797.008	22.551	101.523.789	25.409	118.724.317	28.994	102.836.675	31.517
INDUSTRIAL	236.203.791	816	230.931.176	689	316.423.733	742	352.571.414	448	257.882.480	417
GNCV	52.853.443	22	98.460.727	31	147.641.913	67	207.068.182	105	129.577.545	101

En este mercado se representan unas demandas crecientes en todos los sectores, en especial se remarca el crecimiento industrial a pesar de la pérdida reportada de varios usuarios industriales importantes. Igualmente crece el sector residencial y en especial crece de manera importante el sector comercial y el GNV que continua expandiéndose. Este es uno de los mercados con comportamiento más consistente.

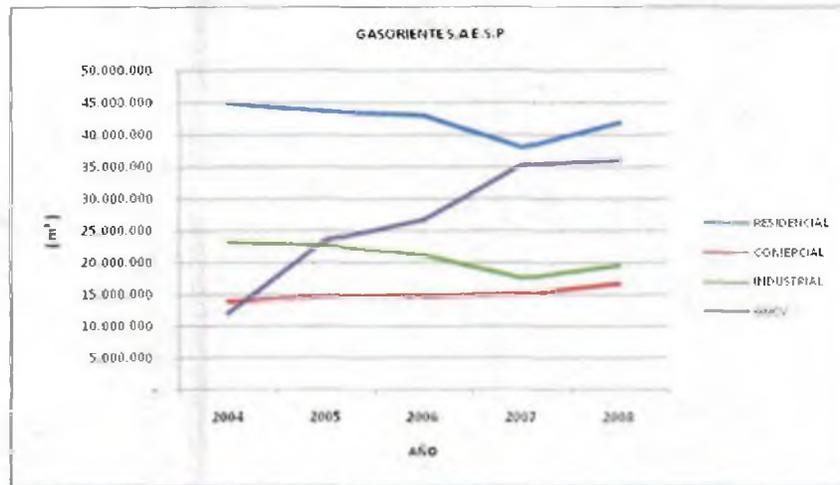
• GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	4.922.625	19.245	6.136.845	25.783	7.045.632	31.103	7.813.928	35.179	5.271.386	36.252
COMERCIAL	301.092	130	302.771	135	327.184	147	440.704	191	318.967	202
INDUSTRIAL	651.589	65	1.383.846	66	1.066.734	74	1.341.372	82	663.287	85
GNCV									177.467	1

En este mercado se presenta un comportamiento creciente en la demanda residencial, mientras en la demanda del sector industrial es variable, y de acuerdo a la información reportada por la empresa, esto se debe al consumo eventual por emergencia de un cliente importante. El sector comercial crece levemente. Se inicia el desarrollo del GNV en el último periodo.

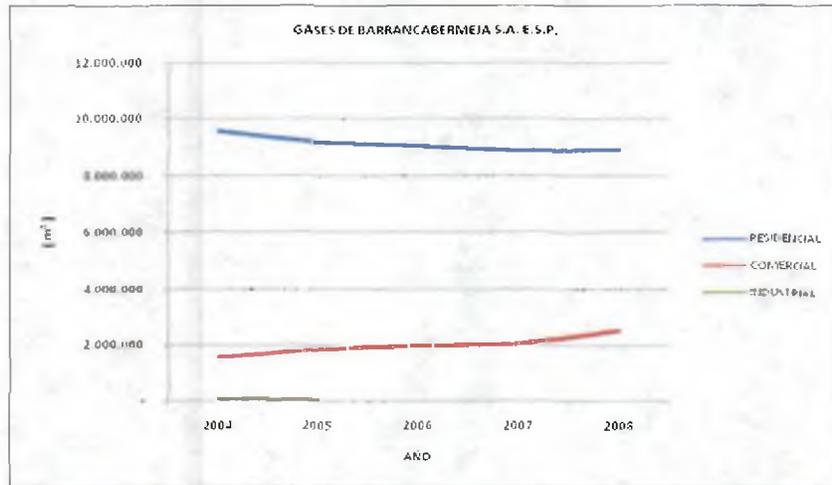
- GASORIENTE S.A. E.S.P



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE	AÑO 2008
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	44.534.425	148.961	43.759.114	151.951	43.011.947	156.561	38.021.916	159.985	31.394.846	164.351
COMERCIAL	11.961.102	5.428	14.723.381	5.692	14.809.487	5.848	15.136.175	5.723	17.539.454	6.036
INDUSTRIAL	23.192.545	118	22.640.325	118	21.215.849	116	17.547.613	78	14.630.951	37
GNV	12.010.603	4	23.582.875	5	26.685.262	13	35.455.389	14	27.107.052	13

En este mercado el sector industrial perdió el ritmo del crecimiento, según reporte de la empresa por pérdida de un cliente importante en el año 2005. El residencial y el comercial crecen levemente, con un comportamiento no estable en la demanda residencial. El GNV creció de manera muy importante.

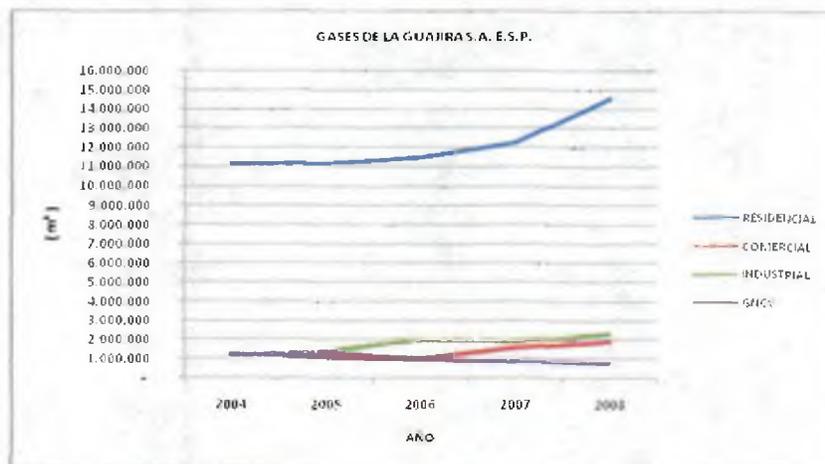
- GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.**



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	9.601.006	39.339	9.186.114	39.726	9.037.503	38.548	8.838.143	39.936	8.682.568	40.561
COMERCIAL	1.530.591	314	1.801.592	385	1.958.738	441	2.025.423	434	1.825.051	501
INDUSTRIAL	67.694	1	11.197	1						

En los datos agregados el volumen solo crece levemente en el sector comercial, con un leve decrecimiento en el sector residencial y con pérdida del sector industrial. Sin embargo, según los datos detallados de la empresa, en el informe II se muestra una grafica de demanda de volumen con datos mensuales hay crecimiento en la demanda desde el año 2004 a septiembre 2008.

- GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.**

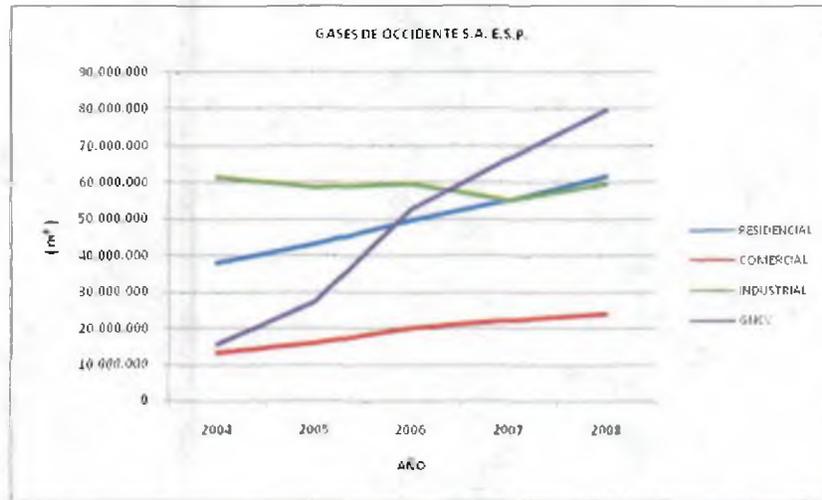


Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

TIPO DE USUARIO	AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO - AÑO 2008			
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS		
RESIDENCIAL	11.166.158	40.394	11.189.156	42.923	11.486.578	44.687	12.207.234	56.573	9.673.210	59.332
COMERCIAL	1.238.779	622	1.318.457	702	1.043.287	744	1.575.637	1.108	1.259.870	1.142
INDUSTRIAL	1.235.248	10	1.404.325	10	1.983.217	12	1.957.976	25	1.546.982	27
GNCV	1.756.846	1	1.678.904	1	475.510	1	840.986	1	494.813	1

En este mercado la demanda residencial vienen creciendo, mientras en los demas sectores esta estable o con leve decrecimiento.

• GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.

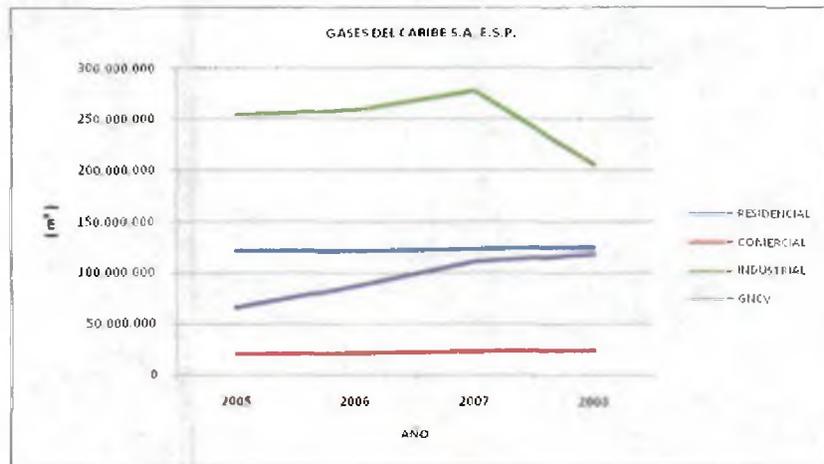


TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	37.997.983	257.961	43.200.504	302.268	44.735.536	339.175	55.033.289	377.081	41.123.064	386.380
COMERCIAL	13.203.546	3.911	15.972.748	5.160	20.166.735	5.857	22.384.807	6.625	16.038.366	6.819
INDUSTRIAL	61.275.966	68	56.732.960	83	59.624.428	81	55.118.812	84	39.764.207	83
GNCV	15.657.045	7	27.206.251	14	52.707.729	21	66.664.083	42	53.376.812	50

En etse mercado la demanda crece substancial mente n todos los sectores, manteniéndose estable en el sector industrial. Crece de manera importante el scetor residencial y levemente l comercial. El crecimiento del GNV es sobresaliente.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

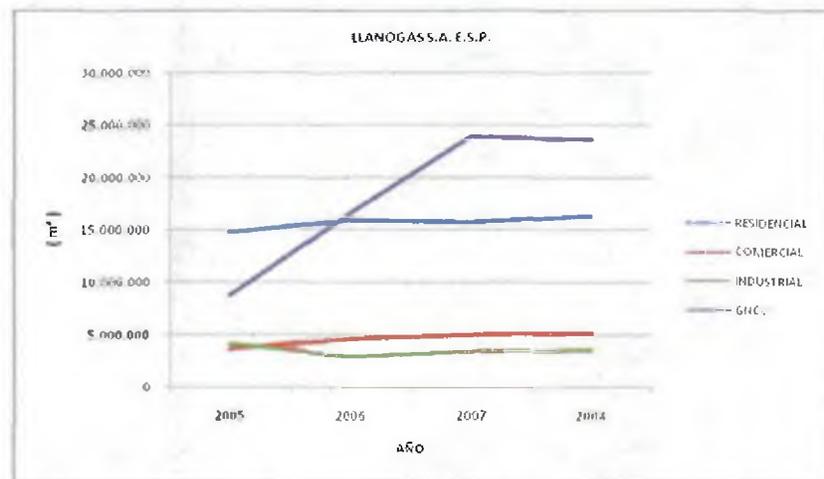
• GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³) a Septiembre-08	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	N.A.	N.A.	120.834.380	470.353	120.872.635	498.236	121.545.781	523.457	64.016.666	548.366
COMERCIAL	N.A.	N.A.	19.636.542	1.579	20.927.934	7.421	22.604.511	7.812	16.173.892	8.248
INDUSTRIAL	N.A.	N.A.	253.643.566	414	258.138.308	440	277.402.483	447	154.125.583	452
GNCV	N.A.	N.A.	66.611.017	38	67.826.347	49	111.228.347	65	68.908.355	72

En este mercado el comportamiento del crecimiento de los sectores residencial y comercial es mínimo, el GNV crece y el sector industrial presenta una inclinación decreciente en el último periodo. En esta empresa se reportó la pérdida de usuarios industriales por sustitución de combustible.

• LLANOGAS S.A. E.S.P.



Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL			14.779.508	866.685	15.928.295	981.693	15.731.759	1.028.888	10.018.044	705.547
COMERCIAL			3.701.618	14.534	4.626.225	20.996	5.084.242	24.480	3.588.127	17.888
INDUSTRIAL			4.237.503	274	2.908.562	296	3.923.488	248	2.404.574	176
GNV			8.752.880	4	16.875.222	60	23.930.091	96	15.742.650	79

En este mercado el crecimiento de los sectores residencial, industrial y comercial es leve, mientras el crecimiento del GNV es significativo.

- INPROGAS S.A. E.S.P.

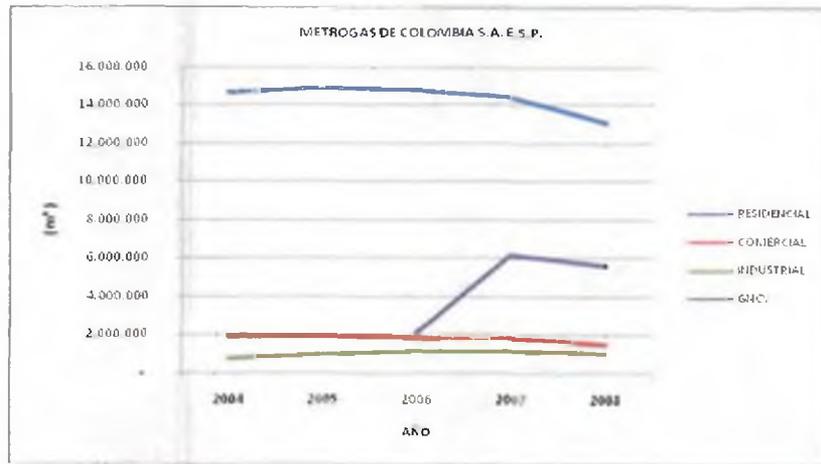


TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL							19.568	283	16.172	617
COMERCIAL										
INDUSTRIAL										

En esta empresa solo se presenta el crecimiento residencial donde se esta desarrollando, y tiene poco tiempo de evolución.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

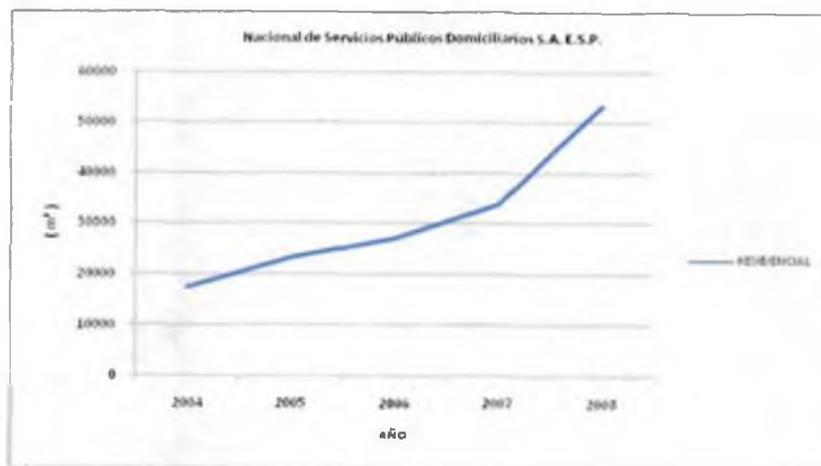
- METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.



TIPO DE USUARIO	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		4 SEPTIEMBRE 2008	
	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	14.699.727	580.756	14.927.828	604.937	14.821.489	627.703	14.416.836	691.729	9.802.327	451.430
COMERCIAL	1.889.106	3.749	1.942.993	3.825	1.815.021	3.902	1.846.082	3.959	1.133.947	2.300
INDUSTRIAL	750.417	60	961.382	60	1.083.056	60	1.114.420	60	774.497	45
GNCV					2.158.285	11	6.211.291	29	4.230.070	25

En este mercado, solo crece la demanda del sector GNV y parece estar estancandose. Es inconsistente el reporte de la pérdida de usuarios en el sector residencial.

- NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A. E.S.P.



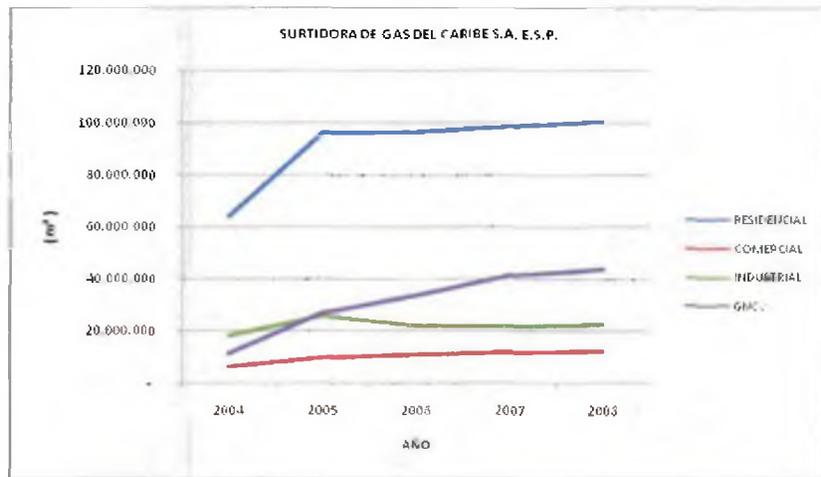
Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		SEPTIEMBRE - AÑO 2008	
TIPO DE USUARIO	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	17.522	580	23.342	736	27.146	653	33.648	1.168	39.937	1.293
COMERCIAL										

En este mercado solo se reporta sector residencial que esta creciendo continuamente.

- SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.



	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AGOSTO - AÑO 2008	
TIPO DE USUARIO	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS	DEMANDA DE VOLUMEN (m ³)	NÚMERO DE USUARIOS
RESIDENCIAL	64.122.863	144.509	56.052.554	365.116	96.414.204	394.954	68.467.156	416.693	67.672.674	428.880
COMERCIAL	6.178.408	3.213	6.696.738	3.418	10.852.238	1.646	11.601.778	3.878	8.017.542	3.548
INDUSTRIAL	18.359.335	162	25.585.421	165	22.151.563	122	21.749.430	189	15.066.101	165
GNCV	31.197.266	8	26.317.979	12	33.428.609	17	41.210.225	16	35.078.575	20

En este mercado los crecimientos de demanda son muy leves, solo significativos en el GNV.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

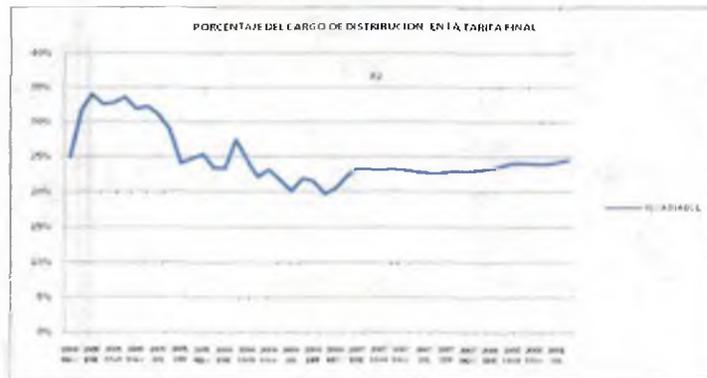
3.2.7 Impacto del Cargo de Distribución

Los siguientes gráficos muestran el porcentaje del cargo de distribución en la tarifa final de las empresas de distribución de gas natural.

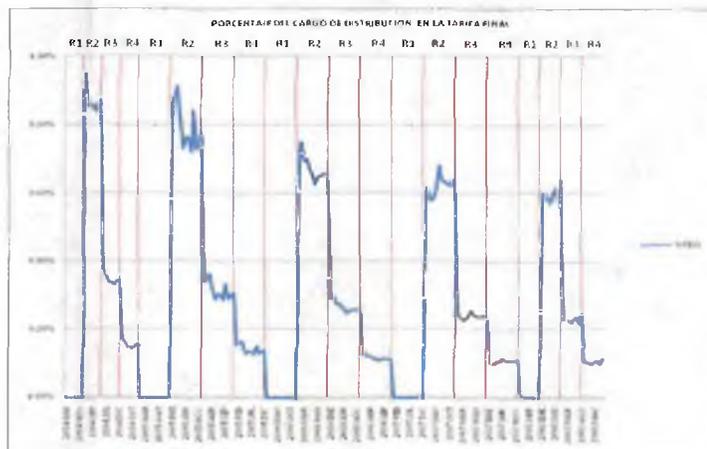
Esta participación es altamente variable con valores extremos de 70% en algunos periodos de tiempo de aplicación, y también variable sen el tiempo, en algunas ocasiones ajustándose a participaciones menores, mientras en algunos casos aumentando su participación.

En general puede decirse que su impacto es muy importante en la tarifa final del usuario.

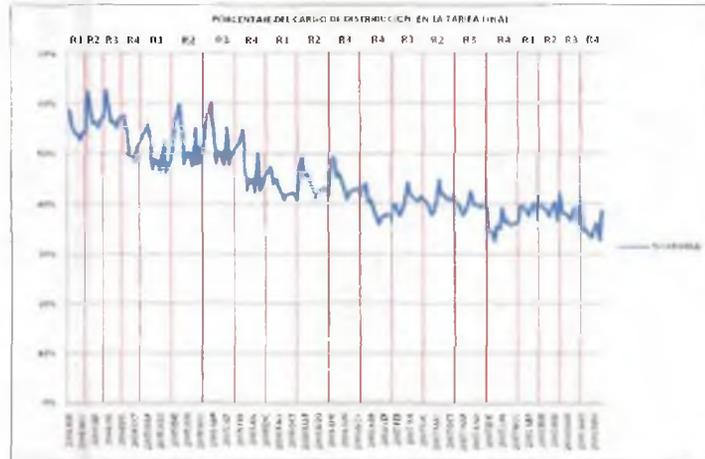
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A E.S.P. MERCADO MELGAR



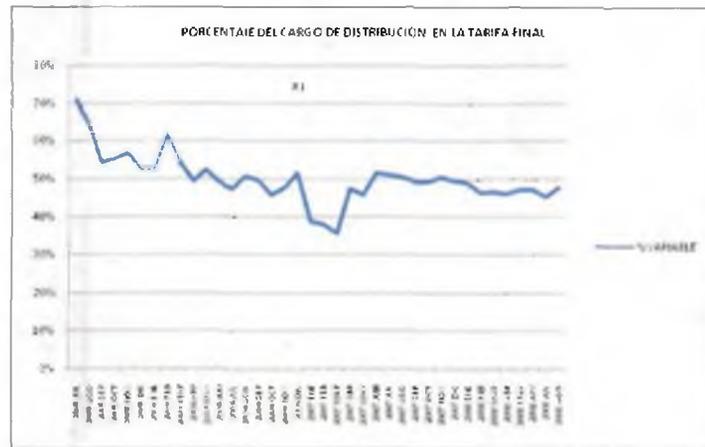
- ALCANOS DE COLOMBIA S.A E.S.P. MERCADO HUILA Y SUR DEL TOLIMA



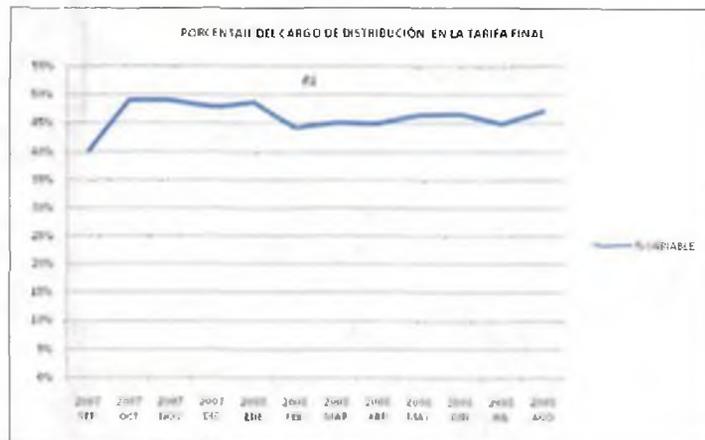
Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.



- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO CARMEN DE APICALA

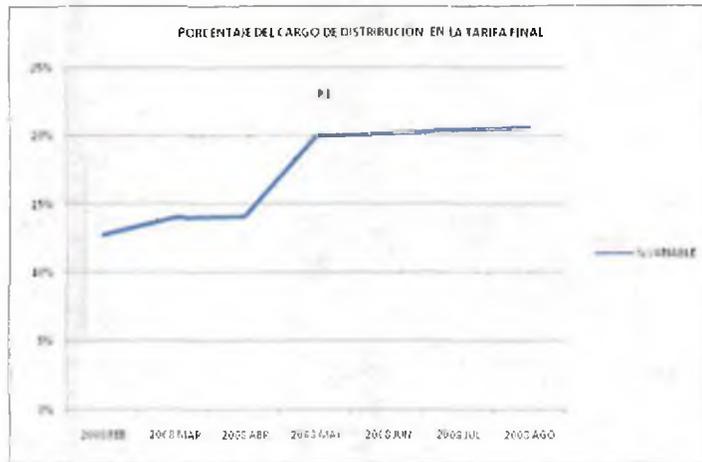


- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO ICONONZO-ARBELAEZ

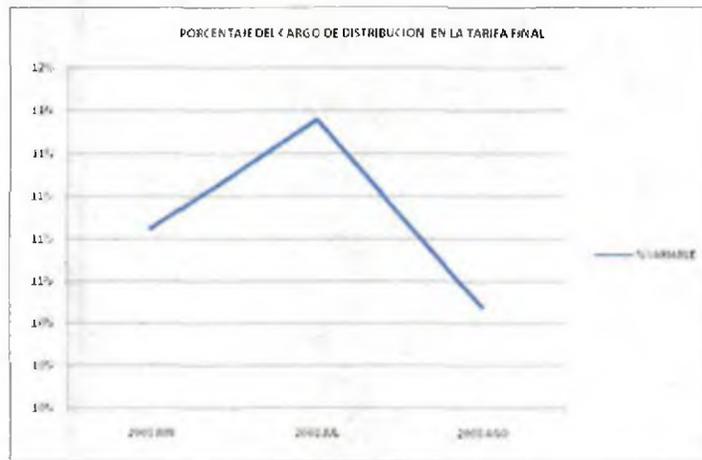


Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO ORIENTE ANTIOQUEÑO



- ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. MERCADO POPAYAN



Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

- GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.



4 ALTERNATIVAS DE MEJORA A LA METODOLOGÍA VIGENTE

4.1 Generalidades

En este apartado, se discuten las alternativas de mejora al esquema de canasta de tarifas. Como se menciona en los informes anteriores, el esquema de canasta de tarifas permitió el desarrollo del sector del gas natural en Colombia con resultados satisfactorios.

A cuadro siguiente se presenta una breve descripción de la situación actual y las tres alternativas de mejora ordenadas de acuerdo a la importancia del cambio.

La primera alternativa está basada en la situación actual con mejoras en la definición de tiempo de balance, quita la limitación de la cantidad de rangos, promueve la creación de rangos especiales, revisa la definición del cargo piso y techo y propone criterios de diseño para los pequeños consumidores en base a la valoración social del ingreso.

Una variante a esta primera alternativa, incluye la sustitución de los rangos de consumo por categorías tarifarias orientadas al tipo de uso.

La segunda alternativa, reemplaza el tipo de regulación mixto de Revenue Cap medio por un esquema puro de Price Cap, que postula una tarifa constante durante un período tarifario de 4 o 5 años. Este esquema también propone categorías por tipo de consumo, redefine el piso y el techo y propone criterios de diseño para los pequeños consumidores en base a la valoración social del ingreso.

	Esquema Actual	Alternativa 1A	Alternativa 1B	Alternativa 2
	Canasta de Tarifas	Canasta de Tarifas modificada basada en rangos	Canasta de Tarifas modificada basada en categorías	Price Cap con Tarifas en dos partes
Tipo de Regulación	Revenue cap medio	Revenue cap medio		Price Cap
Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	SI	SI		Se fijan en cada revisión para todo el período tarifario
Periodo de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 3 meses	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 12 meses		Período tarifario de 4 ó 5 años
Desagregación de la demanda	Desagregación de rangos por volumen (máximo 6 rangos)	Desagregación de rangos por volumen	Categorías por tipo de consumo	Categorías por tipo de consumo
		Libre elección de la cantidad de rangos		
		rangos especiales para consumidores intensivos desagregados por la naturaleza de su consumo		
Definición del cargo piso	Costo Promedio de la red primaria	Costo Marginal corregido		Costo Marginal corregido
Definición del cargo techo	110% del Cargo Promedio de Distribución	Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor		Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor
Criterios de diseño para los segmentos Residencial y Comercial	Esquema actual de subsidios	Valoración social del ingreso establecida por el regulador		Valoración social del ingreso establecida por el regulador

Tabla 4-1: La tabla presenta el esquema actual contrastado con las diferentes alternativas propuestas.

A continuación, se describirán en mayor detalle cada uno de los conceptos que diferencian el esquema actual de cada una de las propuestas.

4.2 Libre fijación de tarifas por parte de las empresas

El acabado conocimiento de la demanda por parte del concesionario, le permite estar en mejores condiciones para elaborar su cuadro tarifario, eligiendo una cartera que le permita una estrategia de expansión agresiva en algún sector, o bien tendiente a generar una cartera que diversifique el riesgo frente a las variaciones de demanda de un tipo de cliente en particular. De esta manera también se reduce el riesgo de la discrecionalidad del regulador al otorgar este grado de libertad al concesionario.

Se sugiere entonces, para la primera alternativa, continuar con el concepto de la libre fijación de tarifas por parte del concesionario, la única intervención acota esta libertad es la valoración social como criterio de diseño en los segmentos con consumo residencial o comercial pequeño por parte del regulador (Este aspecto, se presentará con mayor detalle en el apartado correspondiente).

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En cambio para la segunda alternativa o de Price Cap, la tarifa se fija libremente al comienzo de cada período tarifario y se mantiene constante durante todo el período. En este caso también se incorpora el criterio de valoración social para la definición de tarifas para los pequeños consumidores.

4.3 Período de fijación de tarifas

En el esquema actual, los costos de distribución de los diferentes rangos se ajustan con frecuencia mensual, pero el balanceo considera la historia de tres meses. Este esquema se presenta solamente en Colombia, y puede provocar una alta variabilidad y dependencia con la estacionalidad.

Se sugiere, en la primera alternativa, utilizar un período más largo de balanceo, por ejemplo un año. De este modo, se eliminan los problemas de estacionalidad y se reduce con mayor efectividad la variabilidad. Adicionalmente en algunos casos se aplica rebalanceo de la canasta por cambios estructurales en la demanda. Este esquema de rebalanceo anual se utiliza en la regulación Australiana y Británica.

Si se analiza bajo el esquema de Price Cap (segunda alternativa), tanto los costos de administración como los incentivos son variables relevantes al momento de elegir la frecuencia de revisión. La revisión completa de tarifas es muy costosa, pero es necesaria para asegurar un vínculo razonable entre los precios y los costos. Si se ajustan los precios a variables observables, el período de revisión puede ser menos frecuente previniendo además grandes divergencias entre los precios y los costos. Dicho ajuste es muy importante en esquemas de altos incentivos.

La frecuencia del período de revisión también afecta el poder dinámico del incentivo. Por ejemplo, una regulación que establece los precios una vez cada 10 años es efectivamente un esquema de altos incentivos, mientras que una que anualmente establezca los precios, crea muy pocos incentivos. Se puede concluir, entonces, que mientras más largo es el período regulatorio, mayores son los incentivos generados. Esto claro, sujeto a las restricciones legales existentes.

Dicho de otra manera, la regulación exige un compromiso entre eficiencia asignativa y eficiencia económica. La eficiencia asignativa ocurre cuando el precio es igual al costo, la económica, por su parte, implica la minimización de los costos para producir una cantidad determinada. Si las tarifas se revisaran anualmente, se conseguiría una máxima eficiencia asignativa como ocurre en la regulación tradicional por costo de servicio, sin embargo, la eficiencia económica no está garantizada por falta de incentivos en la minimización de costos. El período tarifario deberá ser lo suficientemente largo para permitir a la empresa obtener beneficios que justifiquen el costo que implica introducir mejoras. Las mejores prácticas de la regulación aceptan un período de 5 años como el óptimo.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Por estas razones mencionadas se propone, bajo para la propuesta de Price Cap, revisar tarifas cada 5 años y no modificarlas durante ese período.

4.4 Desagregación de la Demanda

Como se mencionó en el primer informe, el esquema de rangos actual, ocasiona problemas de inclusión en el caso de distribuidoras con diversidad de clientes. Entre los problemas se pueden enumerar los errores de agrupación de clientes con diferentes pautas de consumo y la no discriminación de sectores a los cuales se desea incentivar.

Las modificaciones al esquema actual de desagregación de demanda, son tendientes a ofrecer la posibilidad de una mayor segregación con el objeto de otorgar mayor libertad al diseño tarifario.

Sobre este aspecto se analizan dos alternativas de mejora: la primera se basa en conservar el esquema de rangos pero adicionando un tratamiento especial a algunos mercados de interés. La segunda desarrolla una modificación más profunda moviéndose directamente a un esquema de categorías de consumo que agrupen clientes de naturaleza de consumo similar o por uso final del energético.

4.4.1 Propuesta de mejora con Canasta de Tarifas basada en rangos (Alternativa 1A)

Este esquema se propone de manera de otorgar la posibilidad de continuar con la canasta de tarifas basada en rangos. Para ello, se sugiere aplicar solo dos modificaciones fundamentales: la libre fijación del número de rangos y la creación de rangos especiales, que se explican a continuación.

4.4.1.1 Libre fijación del número de rangos por parte de la empresa

Actualmente, el número máximo de rangos tarifarios está limitado en 6, esta limitación no permite una correcta diferenciación entre algunos tipos de cliente. Ocurre también, que esta limitación afecta solamente a las distribuidoras con cartera más diversificada. Las distribuidoras que tienen concentrado el mercado en pocos tipos de cliente no sufren la limitación.

En las técnicas de fijación de precios modernas, que observan a la demanda y a la contribución marginal de los costos de los clientes, la desagregación de los rangos está relacionada con la existencia y precio de los alternativos además del valor de costo marginal de distribución. A partir de aquí se justifica la liberación del número de rangos de manera tal que concesionario se ajuste a su conveniencia.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Esta liberación no generaría en principio una gran cantidad de bloques, sino que el concesionario podrá discriminar a sus clientes pero dando una señal consistente a ellos. Es decir, si el concesionario postula muchos bloques, corre severo riesgo de enviar una confusa señal de precio, además de aumentar la complejidad de sus sistemas y prácticas de facturación.

En base a lo expuesto, se propone como mejora liberar el número de rangos en la primera alternativa.

4.4.1.2 Rangos especiales de uso intensivo

Se había mencionado que algunos sectores industriales poseen pautas de consumo variadas, por ejemplo, existen en algunos casos industrias con consumos estacionales, otras cuyo consumo es parejo durante todo el año trabajando con un muy buen factor de carga y otras que pueden condicionar su consumo en contrafase para utilizar así excedentes de capacidad.

Para algunos sectores industriales, el costo del energético representa una pequeña porción de los totales, para otros, su insumo de mayor importancia. Estos últimos casos son los que poseen un desarrollo dependiente del precio del energético, entre los que se pueden destacar:

- Petroquímicas: en este tipo de industrias, el gas natural se usa como materia prima. No posee un alternativo competitivo, así que suele ser el sector más sensible al precio en lo que respecta a su desarrollo.
- GNVC: el uso de gas natural para motorización vehicular requiere de precios especiales para su instancia de desarrollo inicial. Es muchas veces política gubernamental dar incentivo a este uso del energético.
- Centrales eléctricas: La generación de energía eléctrica en base a gas natural es más limpia y eficiente que basarse en fuel oil o carbón. El precio del combustible en el quemador para estas centrales es el que define su despacho económico, por esta razón toma importancia el hecho de proveer un margen competitivo en este sector.
- Cogeneración: los sistemas de cogeneración permiten a los industriales abastecerse de energía eléctrica y calor (típicamente como vapor de agua) con eficiencias elevadas. Es de interés de algunos estados promocionar el desarrollo de este tipo de tecnologías, y este, como en los casos anteriores, está atado al precio del energético en el quemador.
- Industria siderúrgica: este tipo de industria utiliza el calor en una gran parte de sus procesos, por lo tanto los energéticos son un componente importante en su matriz de costos. Este sector industrial es la base de la manufactura de los países, y por esta razón muchos estados desean incentivarlos con precios competitivos de energéticos.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Por lo mencionado, se propone como mejora a la canasta de tarifas la incorporación de rangos especiales exclusivos para cada uno de este tipo de consumidores cuyo desarrollo sea de interés. Bajo esta propuesta, se postula que estos rangos especiales reciban el mismo tratamiento que los otros rangos en cuanto a la operativa de la canasta de tarifa.

4.4.1.2.1 Nuevo tratamiento de GNVC

El actual tratamiento de GNVC permitió un amplio desarrollo del sector, sin embargo, la aplicación del artículo 2 de la resolución 018/2004 y el 2 del 020/2006, aumentaron el riesgo de las concesionarias ante la decisión de la aplicación de políticas de descuento agresivas en el cargo de distribución. Esto como consecuencia de que los descuentos no eran tomados en cuenta en el cálculo del cargo medio de distribución.

Tal cual se postuló en el apartado anterior, se considera que el GNVC debe ser identificado como un rango especial.

4.4.2 Propuesta de mejora basada en Categorías (válida para la segunda alternativa de canasta y la alternativa de Price Cap)

La propuesta de mejora basada en categorías permite a la distribuidora agrupar sus clientes dependiendo del uso del energético o uso final del alternativo. Principalmente se clasifican en:

- Residencial o Domestico: Consumos domiciliarios destinados al calentamiento de agua, cocina y calefacción. En algunos excepcionales casos también se utiliza para el calentamiento de piscinas y aire acondicionado.
- Comercial: Consumo de locales comerciales principalmente para calefacción y acondicionamiento de aire. También puede utilizarse para el desarrollo de algunas actividades comerciales que lo requieran, por ejemplo panaderías, lavaderos automáticos de ropa, restaurantes, etc.
- Industrial: Consumo de energético para los procesos industriales.

A estas categorías, se le suman los sectores anteriormente mencionados: Cogeneración, Petroquímico, Siderúrgico, GNVC y Generación de energía eléctrica.

La desagregación de la demanda en categorías posee las siguientes ventajas:

- Permite un cálculo más preciso del costo marginal y la identificación más certera del alternativo.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

- Evita errores de inclusión, por ejemplo, en un rango de bajo consumo se cobra la misma tarifa a un usuario residencial que a un industrial pequeño.
- Facilita la implementación de criterios de valoración social.

Por estas razones, se estima conveniente diseñar el esquema tarifario en categorías en lugar de utilizar rangos de consumo.

4.5 Definición del Cargo Piso y del Cargo Techo

La normativa colombiana, para el cálculo de los márgenes de distribución a los diferentes bloques, permite la definición particular con ciertos límites, el límite superior, definido como un 10% por sobre la tarifa media, el inferior, como los costos de operar, mantener y administrar (sin costos de capital) de la red principal o de alta presión¹. Este esquema puede observarse en la figura que se presenta a continuación.

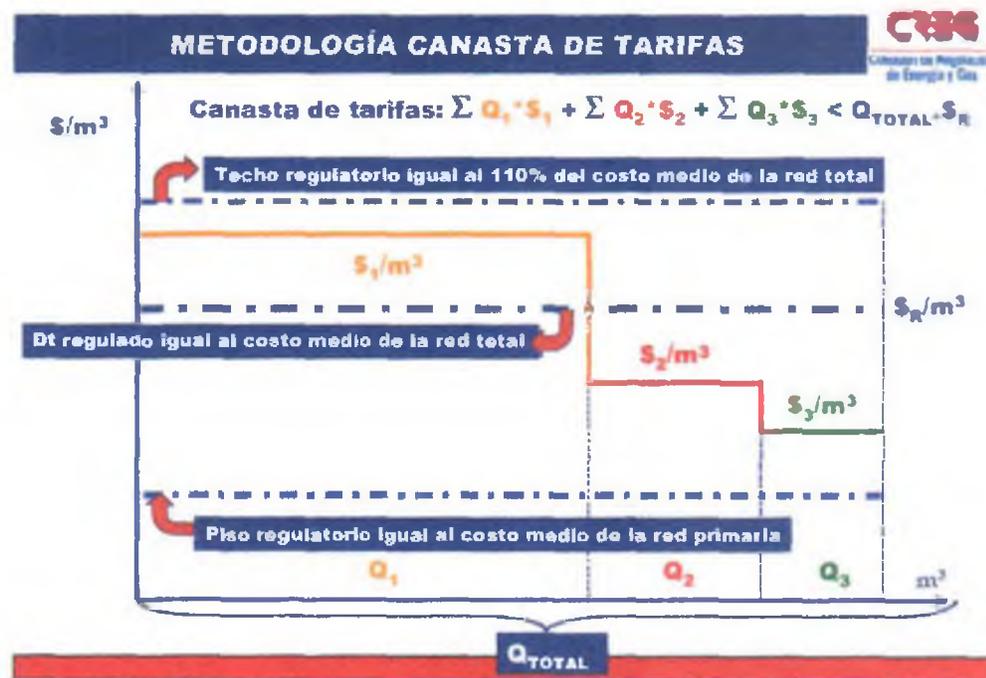


Figura 4-1: La figura describe la metodología actual de fijación de tarifas de la canasta.

¹ Resolución N° 11 de 2003 (12 de Febrero de 2003)

La realidad es que, bajo este esquema, es posible que el mínimo no cubra los costos marginales de distribución de cada uno de los rangos. En este caso puede darse que a un rango al cual se le cobre el mínimo consignado, no cubra sus costos marginales y de esta manera se estaría subsidiando a este rango, ya que el déficit de ingreso a cubrir de la diferencia entre los costos marginales y el mínimo deberá ser cubierto por los otros rangos.

Para evitar los problemas de definición del mínimo se debe considerar que este cargo piso debe cubrir al menos los costos que se originan marginalmente por la variación de demanda de cada rango en particular. Es decir, si uno define un cargo mínimo igual o superior al costo marginal garantiza que este cargo cobrará al menos el costo que el usuario de este rango genera. Caso contrario, si el piso está en un valor inferior al costo marginal se deja abierta la posibilidad a que el concesionario se ubique en una posición cercana al cargo mínimo y cada nuevo consumo de estos clientes genere un ingreso que no cubra los costos brindando inconcientemente un subsidio a estos clientes.

Por esta razón se propone en las tres alternativas (1A, 1B y 2) la fijación de un cargo mínimo igual al costo marginal en cada bloque. Este criterio conduce a la solución conocida como "first best" o mejor opción porque en ella no existe ninguna pérdida de bienestar social y nos aseguraría que ningún bloque estaría siendo subsidiado. Para asegurar el ingreso medio de la distribuidora se deberán ajustar los cargos entre los diferentes bloques.

De esta manera, se define el cargo piso de cada rango k como:

$$Cp_k = CMg_k(1 + \beta_1) \quad \text{Ecuación 4-1}$$

Donde,

Cp_k : Cargo piso del rango k

CMg_k : Costo marginal del rango k

β_1 : Constante de ajuste del cargo piso

La constante de ajuste se aplica para ubicar el cargo piso en una posición levemente superior al costo marginal y así evitar errores en el caso de existir una subestimación del costo marginal.

En la normativa colombiana se define el cargo techo como el 10% por encima del costo medio de distribución.

Como se ha mencionado el principal problema de este cargo techo es que resulta no ser suficientemente alto para rangos bajo de consumo. Es decir, puede darse la situación en la que este límite superior no cubra los costos marginales. En esta situación, el concesionario no tiene opción de cobrar una tarifa que al menos cubra estos costos, lo cual lo expone a un alto riesgo ante la incorporación desproporcionada de estos usuarios.

Por esta razón parece más sano definir el límite superior teniendo en cuenta como se beneficia el cliente de cada rango por el uso del gas natural. Para esto se parte del cálculo del excedente del consumidor que el mismo tendría si se le cobrara el servicio de gas natural igual al costo marginal.

Se propone entonces el límite superior como un porcentaje de la captura del excedente del consumidor de cada rango, por encima de su costo marginal. Este porcentaje será definido por el Regulador en base a la valoración del alternativo en cada rango.

De esta manera, se define el cargo techo de cada rango k como:

$$Ct_k = CMg_k + \beta_{2k}(EC_k) \quad \text{Ecuación 4-2}$$

Donde,

Ct_k : Cargo techo del rango k

CMg_k : Costo marginal del rango k

β_{2k} : Constante de captura del excedente del consumidor para el rango k

EC_k : Excedente del consumidor del rango k

En la siguiente figura puede observarse esta redefinición de los cargos piso y techo:

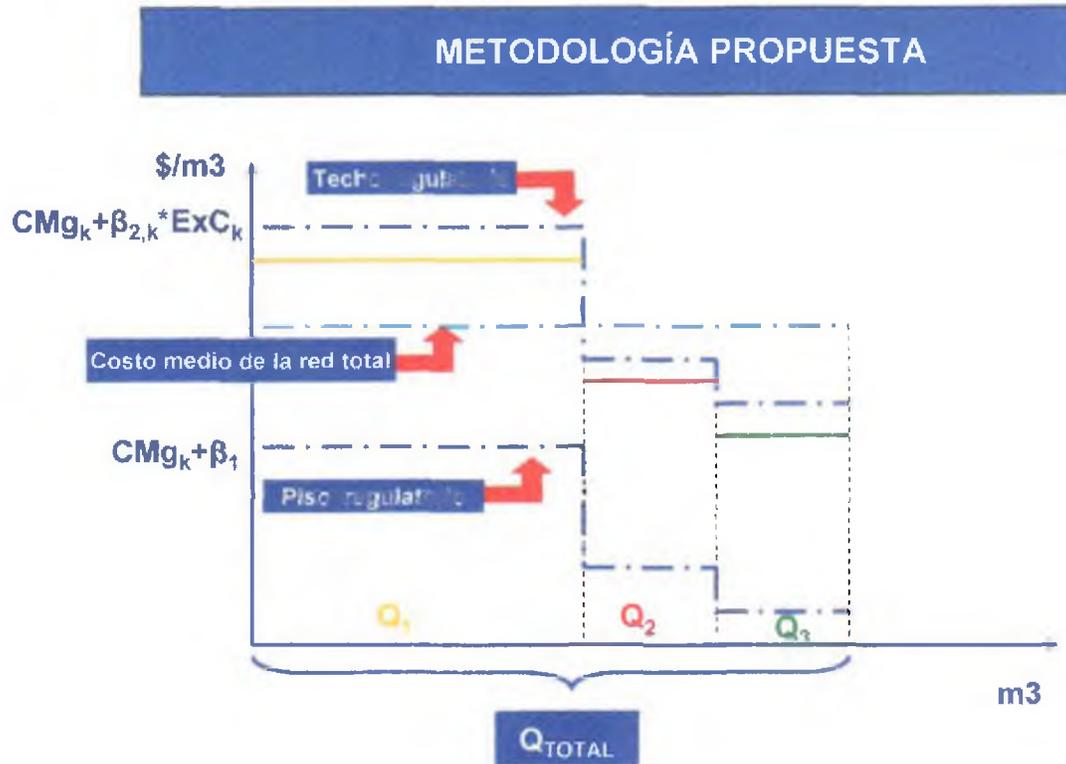


Figura 4-2: La figura describe la metodología actual de fijación de tarifas propuesta en la alternativa 1.

Se sugiere como parametrización inicial la postulada en la siguiente tabla:

Parámetro	Rango 1 (1A)	Otros Rangos(1A)
	o Categoría Residencial (1B o 2)	u Otras Categorías (1B o 2)
β_1	1%	1%
β_2	10%	100%

Tabla 4-2: La tabla presenta la propuesta inicial para los parámetros β_1 y β_2 .

El origen de los parámetros está basado en las siguientes hipótesis:

- Se supone que el error en el costo marginal con la metodología que se explicará en apartados posteriores es menor o igual al 1%.
- Se busca evitar un fuerte impacto inicial en la fijación de la tarifa para usuarios de bajos consumos, por esta razón se fija el 10% para el rango 1.
- Para el resto de los rangos se permite la captura del 100% del excedente ($\beta_2 = 100\%$).

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En base a la evolución del comportamiento del rango de menor consumo se podría ir permitiendo una mayor captura del excedente.

Los usuarios realizan un análisis de conveniencia de adquirir el servicio de distribución de gas natural, para este análisis consideran la opción de usar alternativas en lugar del gas natural o incluso ajustar su calidad de vida en el caso que este servicio tenga un alto impacto en su economía. Si un usuario no paga un costo mayor que el de la mejor oportunidad alternativa, no se considera que el mismo esté subsidiando a otros, los cuáles siempre estarán pagando como mínimo un cargo igual o mayor al costo marginal de largo plazo.

Hasta el momento se ha explicado conceptualmente como deberían definirse el cargo piso a partir del costo marginal, y el cargo techo calculando el máximo excedente del consumidor, para cada rango de usuarios. El cálculo preciso del costo marginal y del excedente del consumidor requiere de conocer derivadas parciales de los costos e integrales de la demanda, por eso, a continuación se presenta una metodología para la estimación de estos parámetros.

4.5.1 Cálculo del Costo Marginal

En economía y finanzas, el costo marginal es el incremento del costo total que supone la producción adicional de una unidad de un determinado bien.

Matemáticamente, la función del costo marginal CMg es expresada como la derivada de la función del costo total CT con respecto a la cantidad Q :

$$CMg = \frac{dCT}{dQ} \quad \text{Ecuación 4-2}$$

En el caso del gas natural por ductos sería directamente el costo en que incurre la distribuidora por un incremento unitario de consumo.

Lo más apropiado para el caso de distribución de gas natural es utilizar la ecuación anterior adoptando como cantidad la energía distribuida, de manera tal que los costos resulten en unidades monetarias por unidades de energía E . Sería equivalente, en algunos países como Argentina y Colombia, utilizar el volumen distribuido.

De esta manera, la definición de costo marginal para este caso particular, resulta:

$$CMg = \frac{dCT}{dE} \quad \text{Ecuación 4-3}$$

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Considerando el costo total como:

$$CT = CTD + CTG + CTT \quad \text{Ecuación 4-4}$$

donde se destacan las tres componentes,

CTD es el costo total de distribución

CTG es el costo total de Gas

CTT es el costo total de Transporte

El costo marginal queda:

$$CMg = \frac{dCT}{dE} = \frac{dCTD}{dE} + \frac{dCTG}{dE} + \frac{dCTT}{dE} \quad \text{Ecuación 4-5}$$

Denotando de una manera diferente:

$$CMg = CMgD + CG + CT \quad \text{Ecuación 4-6}$$

donde:

$CMgD$ es el costo marginal de distribución $\frac{dCTD}{dE}$

CG es el costo marginal de gas $\frac{dCTG}{dE}$ (o unitario por unidad de energía de gas²)

CT es el costo marginal de transporte $\frac{dCTT}{dE}$ (o unitario por unidad de energía de transporte) Acotando el análisis a la definición de costo marginal de distribución,

$$CMgD = \frac{dCTD}{dE} \quad \text{Ecuación 4-7}$$

A la hora de evaluar para cada rango de cliente k resulta,

² Tanto para gas como para transporte, se adopta la simplificación de considerarlos homogéneos. Esto no es exactamente así ya que los costos de gas varían de acuerdo a las características de los contratos de la distribuidora con los productores, cosa que también sucede con los costos de transporte donde se contratan capacidades. En algunos países como Brasil se puede llegar a presentar esta situación de monómico, donde en algunos casos Petrobras suministra gas y transporte con un contrato único que se puede aproximar a un cargo volumétrico puro.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$$CMgD_k = \frac{dCTD}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-8}$$

La distribución de gas natural se puede desagregar en dos actividades fundamentales: AP, MP de esta manera el costo total de distribución resulta:

$$CTD = C_{AP} + C_{MP} \quad \text{Ecuación 4-9}$$

A partir de aquí, el costo marginal de cada una de las actividades para cada rango k resulta:

$$CMg_{AP,k} = \frac{dC_{AP}}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-10}$$

$$CMg_{MP,k} = \frac{dC_{MP}}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-11}$$

Donde, si se descomponen las ecuaciones anteriores en términos utilizando la regla de la cadena con respecto a las tres componentes del vector de demanda (cantidad de clientes Q_k , capacidad Cap_k y energía E_k);

$$CMg_{AP,k} = \frac{dC_{AP}}{dE_k} = \frac{\partial C_{AP}}{\partial E_k} + \frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \frac{dCap_k}{dE_k} + \frac{\partial C_{AP}}{\partial Q_k} \frac{dQ_k}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-12}$$

$$CMg_{MP,k} = \frac{dC_{MP}}{dE_k} = \frac{\partial C_{MP}}{\partial E_k} + \frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \frac{dCap_k}{dE_k} + \frac{\partial C_{MP}}{\partial Q_k} \frac{dQ_k}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-13}$$

En la Ecuación 4-13 tanto la derivada parcial del costo de AP con respecto al volumen de la categoría como la del costo de AP con respecto a la cantidad de clientes del rango se pueden suponer nulas, es decir no se espera una variación del costo de alta presión como consecuencia directa de la variación de demanda volumétrica o de la cantidad de clientes, sino se espera que el costo de AP varíe con la capacidad de AP que requiere cada categoría, con lo cual se obtiene finalmente:

$$CMg_{AP,k} = \frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \frac{dCap_k}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-14}$$

La misma consideración se hace con respecto a la media presión, es decir que:

$$CMg_{MP,k} = \frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \frac{dCap_k}{dE_k} \quad \text{Ecuación 4-15}$$

Con lo cual se ha encontrado la expresión de cada uno de los costos marginales para las actividades de distribución del gas natural en términos de las derivadas parciales con respecto a la capacidad.

4.5.1.1 Relación de las derivadas de capacidad con respecto a energía y el factor de carga

Bajo la suposición que la capacidad se comporta de manera homogénea con respecto al volumen de acuerdo a su factor de carga, se puede escribir:

$$FC_k = \frac{\overline{E_k}}{\hat{E}_k} = \frac{1}{\theta} \frac{E_k}{Cap_k} \quad \text{Ecuación 4-16}$$

Donde FC_k es el factor de carga del rango k , y θ es una constante que depende de la unidad de tiempo con la cual se referencia la energía pico o capacidad $\overline{E_k}$ y la energía media \hat{E}_k . De esta manera, si la capacidad se expresa en GJ/d y la energía media en GJ/mes, θ es 365/12 y en el caso que la capacidad, o energía pico, se exprese en GJ/mes y la energía media en GJ/mes, el factor es 1.

De aquí, se puede despejar:

$$\frac{dCap_k}{dE_k} = \frac{d \overline{E_k}}{dE_k} \frac{FC_k}{\theta} = \frac{1}{FC_k \theta} \frac{dE_k}{dE_k} = \frac{1}{FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-17}$$

Con lo cual se simplifican las expresiones AP y MP:

$$CMg_{AP,k} = \frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \frac{1}{FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-18}$$

$$CMg_{MP,k} = \frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \frac{1}{FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-19}$$

Donde finalmente los costos marginales de red, quedan dependientes solamente de la derivada parcial del costo con respecto a la capacidad y del factor de carga.

4.5.1.2 Aproximación de las derivadas parciales mediante costos incrementales promedio

La estimación de las derivadas parciales mencionadas en el punto anterior es de muy difícil aplicación en la práctica debido a que son datos que difícilmente conozca el distribuidor o se puedan elaborar a partir de los datos de su empresa. Por otro lado, las inversiones que se realizan en la actividad de Distribución de gas natural por redes son escalonadas. Así, es necesario saturar la capacidad de las sucursales para construir nuevos edificios de atención al cliente y es preciso saturar cámaras de reducción de presión para repotenciar la red. El óptimo técnico económico se consigue dimensionando estas obras para satisfacer la demanda potencial de los siguientes 5 o 10 años. De esta manera, los costos marginales pueden adquirir valores cercanos a cero, cuando la infraestructura se encuentra altamente saturada y valores extremadamente altos cuando las ampliaciones se realizan.

Por esta razón, en esta instancia, se incorpora la simplificación de mayor importancia del esquema de cálculo de los costos marginales: **La aproximación de los costos marginales mediante los costos incrementales medios**. De esta manera se consigue operar con variables discretas calculando el costo incremental y además solucionar la inestabilidad en el flujo de inversiones calculando el promedio de un periodo de tiempo razonablemente prolongado.

4.5.1.2.1 Presentación del esquema de costo incremental promedio

La simplificación a utilizar es aproximar las derivadas parciales con costo incremental promedio, esto es:

$$\frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\overline{\Delta C_{AP}}}{\Delta Cap_k} \quad \text{Ecuación 4-20}$$

$$\frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\overline{\Delta C_{MP}}}{\Delta Cap_k} \quad \text{Ecuación 4-21}$$

Donde los incrementos se denotan con la letra griega Δ

A partir de aquí existen dos formas de realizar los incrementos promedio [Fane et al, 2003]:

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

- a. Incrementos con promedio simple [Sutherland et al, 2000]: se evalúa el promedio de los incrementos de costos sobre el promedio de los incrementos de la demanda para cada uno de los intervalos de tiempo i en los cuales se divide el período de análisis (compuesto de n intervalos de tiempo). Estas resultan,

$$\frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\frac{\sum_i^n \Delta C_{AP,i}}{n}}{\frac{\sum_i^n \Delta Cap_{k,i}}{n}} \quad \text{Ecuación 4-22}$$

$$\frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\frac{\sum_i^n \Delta C_{MP,i}}{n}}{\frac{\sum_i^n \Delta Cap_{k,i}}{n}} \quad \text{Ecuación 4-23}$$

- b. Incrementos con valores descontados: se descuentan, a la tasa de cierre del modelo tarifario r , los incrementos de costos sobre los incrementos de demanda también descontados a la misma tasa. Este último esquema es respaldado por las referencias [Mann et al, 1980] y [Herrington, 1987], que resulta matemáticamente en:

$$\frac{\partial C_{AP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\frac{\sum_i^n \Delta C_{AP,i}}{(1+r)^i}}{\frac{\sum_i^n \Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-24}$$

$$\frac{\partial C_{MP}}{\partial Cap_k} \approx \frac{\frac{\sum_i^n \Delta C_{MP,i}}{(1+r)^i}}{\frac{\sum_i^n \Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-25}$$

Se puede entender a la segunda metodología como una evolución de la primera y en este caso particular preferida sobre la primera en modelos que consideran el valor del dinero en el tiempo.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

4.5.1.3 Consideraciones de precisión sobre la aplicación de costos incrementales promedio

Para la aplicación de esta metodología en el cálculo de las derivadas parciales, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones, tal cual se describe en el trabajo [CAA, 2002], a saber:

- a. Período de relevancia: (relacionada con el período de análisis) este tipo de metodologías es más precisa cuanto más largo es el período de tiempo considerado.
- b. Incertidumbre: (relacionada con la demanda) al elaborarse a partir de pronósticos de demanda se debe considerar que sufre del mismo grado de incertidumbre que el resto del cálculo de tarifa, originada a partir del mencionado pronóstico.
- c. Sensibilidad: (relacionada con los costos) la estimación del costo marginal es sensible a las suposiciones hechas para la proyección de los costos operativos y de la evolución de la base tarifaria.

4.5.1.4 Consideración sobre la aplicación de los costos incrementales promedios para aproximación de derivadas parciales

Cabe mencionar, además, la siguiente consideración: los cocientes incrementales son formas típicas de aproximar derivadas (y no derivadas parciales), sin embargo la desagregación en las actividades de los costos, hace esperar que la aplicación de la metodología sea correcta en un primer orden de aproximación.

Esto es, no es de esperar que los incrementos de costos de AP se deban a otra cosa que incrementos de capacidad distribuida de AP, principalmente, de manera análoga para el caso de la MP.

4.5.1.5 La desagregación de los costos marginales en marginales de capital y marginales operativos

A partir de lo desarrollado en los apartados anteriores, se observó que el costo marginal de las diferentes actividades, para los diferentes rangos se puede aproximar como:

$$CMg_{AP,k} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta C_{AP,i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i}} \frac{1}{FC_k 0} \quad \text{Ecuación 4-26}$$

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$$CMg_{MP,k} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta C_{MP,i}}{(1+r)^i} \cdot 1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i} \cdot FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-27}$$

A partir de aquí, se debe tomar atención en desagregar los costos en costo de capital y costo operativo (para las cuatro actividades de la distribuidora). De esta manera:

$$CMg_{AP,k} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Ck_{AP,i}}{(1+r)^i} \cdot 1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i} \cdot FC_k \theta} + \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta COper_{AP,i}}{(1+r)^i} \cdot 1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i} \cdot FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-28}$$

$$CMg_{MP,k} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Ck_{MP,i}}{(1+r)^i} \cdot 1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i} \cdot FC_k \theta} + \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta COper_{MP,i}}{(1+r)^i} \cdot 1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Cap_{k,i}}{(1+r)^i} \cdot FC_k \theta} \quad \text{Ecuación 4-29}$$

Donde el término de la derecha contiene la componente operativa y el de la izquierda la de costo de capital. A partir de aquí conviene detenerse en el tratamiento de cada una de las componentes para su análisis particular.

4.5.1.6 Componente de costo marginal de capital

En este apartado se exponen algunos criterios a utilizarse a la hora de definir los costos de capital a utilizarse en el costo incremental promedio.

4.5.1.6.1 Criterios para el filtrado de inversiones

La primera cuestión trata en identificar que inversiones deben incluirse dentro del costo de capital y cuales deben quedar fuera para este análisis de costos marginales.

Como se menciona en apartados anteriores, es importante asegurar que no existirán subsidios, es decir que los costos generados por cada nuevo cliente que se incorpora al servicio, cada aumento en el volumen y cada aumento de capacidad, son pagados por aquellos que los generan. Esta es una condición que debe ser garantizada por el cálculo de los costos marginales.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Como consecuencia de la aplicación de este criterio resulta claro que la empresa queda protegida ante posibles desvíos de la demanda futura con respecto a lo que se proyecta ex ante ya que el ingreso aportado por cada aumento en la demanda (clientes, volúmenes y capacidad) cubre por lo menos los costos que genera.

Por otra parte, si la demanda no se realizara, la empresa podría evitar la ejecución de estas inversiones, quedándose sin el ingreso y sin el costo.

Es importante destacar que las variaciones de la demanda, en más o en menos, son en gran medida exógenas al control de las empresas por lo que es saludable diseñar costos marginales que neutralicen el efecto de la pérdida de ingresos con reducción de las inversiones generando un sano equilibrio entre ingresos y costos. Por ello, el principio rector para determinar las inversiones que intervienen en el cálculo del costo marginal está contenido en la siguiente definición:

Inversiones para determinar el Costo Marginal: aquellas inversiones generadas por variaciones en la demanda (número de clientes, volumen consumido, capacidad del pico) cuya realización está directamente relacionada la decisión del cliente de conectarse y/o consumir el servicio.

Por otra parte, existen proyectos de inversión para abastecer nuevas comunidades que no cuentan aún con el servicio. Estas inversiones son denominadas de expansión horizontal. Por lo general estas obras incluyen ramales de aproximación en alta presión, cámaras reductoras de presión (ERM – ERP de AP/MP) y redes de distribución en MP. La planificación y ejecución de estas obras depende de decisiones tomadas por la empresa y autorizadas por el regulador y por ello no forman parte del costo marginal. Aquí no se asegura este equilibrio entre ingresos y costos existiendo diversos mecanismos de recupero de esas inversiones. Por ejemplo, se puede considerar que estos proyectos son de interés público y generaran externalidades al resto de los usuarios ya que movilizaran la economía regional, reducirán la migración rural hacia las ciudades, contribuirán a una mayor justicia social, entre otras cosas.

En este caso, se suele optar por mecanismos de "Roll-in" mediante el cual todos los usuarios (o algunos rangos de usuarios) pagan solidariamente el proyecto de expansión.

Otro mecanismo que puede ser utilizando es el de financiar las obras con contribuciones de terceros (los propios clientes beneficiarios, el estado, etc.). Por ello, todas las inversiones de proyectos de expansión horizontal deben ser excluidas del cálculo de los costos marginales. Siendo consistente con la definición presentada, ya que estas inversiones no son ocasionadas por la demanda, sino que van a disparar nueva demanda.

Con respecto a las inversiones relacionadas con la Administración, se puede observar que deberían ser en su mayoría independientes de la capacidad y de la cantidad de clientes. Esto es, todas las inversiones relacionadas con la administración central, directores, Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

vehículos corporativos, entre otros, no forman parte de los costos que van a ser afectados por la cantidad de clientes o capacidad (o por lo menos no lo son en primer orden). De esta manera no se las considera, en general, para el cálculo de costos marginales.

También deben quedar fuera las inversiones de mantenimiento, que muchas veces están relacionadas con renovación de redes y componentes por cambios tecnológicos o agotamiento de vidas útiles. En estos casos, estas inversiones no son, en primer orden dependientes de los incrementos de capacidad en la red y del incremento del número de clientes.

En cambio, deben estar incluidas en el cálculo de los costos marginales las inversiones relacionadas con repotenciación de la red, ya que estas surgen como necesidad de atención a una mayor demanda. Estas obras incluyen tanto el aumento de la capacidad instalada de plantas reductoras de presión, como gasoductos paralelos o tramos de red de media presión construidos con el fin de aumentar la presión o incrementar el mallado de la red existente.

Finalmente, deben considerarse todas las inversiones, que debe realizar la empresa, relacionadas con el alta de nuevos clientes sobre la red. En este concepto se incluyen los medidores, acometidas y bonificaciones de conexión, entre otras.

4.5.1.6.2 Metodología de costo de capital

El siguiente aspecto a discutir es cuál es la metodología con la cual se va a calcular el costo de capital de las inversiones involucradas en la estimación mediante costo incremental promedio.

Aquí se cuentan con dos alternativas:

- a. Método contable o alemán
- b. Método francés.

A la hora de evaluar incrementos de costo de capital, para luego compararlos con incrementos de demanda, utilizando el costo incremental promedio, es importante trabajar sobre una base estable de costo de capital. Eso es, si entre un período de tiempo se tiene una variación de costo de capital, sería deseable que esta sea originada por el cambio en el activo bruto de las inversiones, que a su vez es consecuencia del cambio de demanda.

Siguiendo la consigna mencionada, se puede observar que, por sus características, el método más adecuado es el francés, ya que otorga un costo de capital constante a las inversiones. El método contable, presenta un costo de capital decreciente con el tiempo lo cual puede generar distorsiones a la hora de evaluar las variaciones entre períodos.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Sin embargo, es de esperar que a medida que aumenta el período de análisis, las distorsiones ocasionadas por utilizar método contable en lugar de francés se reduzcan.

Cuando se consideran ciclos de análisis con la duración de un período tarifario típico (5 años), se debe adoptar, a los fines de obtener el costo incremental promedio para costos marginales, como método para la evaluación del costo de capital el francés. Cabe mencionar que esta elección es independiente al método de costo de capital utilizado para el ingreso requerido de la distribuidora.

4.5.1.6.3 Componente del costo operacional

La componente del costo operacional tiene un bajo grado de incidencia con respecto al costo de capital en la determinación de los costos marginales, esta se encuentra entre el 10 y 20%.

Por esta razón las variaciones del costo operacional son evaluadas a partir de la proyección de gastos operativos de la distribuidora sin necesidad de filtrarse.

4.5.2 Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor

El excedente del consumidor, al cual se le cobra el costo marginal Cmg_k y que tiene $CMOA_k$ como costo por unidad de energía de la mejor opción alternativa, se puede expresar como:

$$Exc_k = \int_{Cmg_k}^{CMOA_k} E_k dP_k \quad \text{Ecuación 4-30}$$

Donde:

Exc_k es el excedente de consumidor del rango k

P_k es el precio por unidad de energía del rango k

$CMOA_k$ es el costo por unidad de energía de la mejor opción alternativa del rango k

Bajo la suposición que la elasticidad precio ε_k es constante, se puede escribir³:

$E_k = \rho_k P_k^{\varepsilon_k}$ con $\rho_k = \frac{E_{k,0}}{P_{k,0}^{\varepsilon_k}}$ constante, donde se sigue:

$$Exc_k = \int_{Cmg_k}^{CMOA_k} \rho_k P_k^{\varepsilon_k} dP_k = \int_{Cmg_k}^{CMOA_k} \frac{E_{k,0}}{P_{k,0}^{\varepsilon_k}} P_k^{\varepsilon_k} dP_k = \left[\frac{\frac{E_{k,0}}{P_{k,0}^{\varepsilon_k}} P_k^{\varepsilon_k + 1}}{\varepsilon_k + 1} \right]_{Cmg_k}^{CMOA_k} \quad \text{Ecuación}$$

4-31

Con lo cual, reescribiendo:

$$Exc_k = \frac{\frac{E_{k,0}}{P_{k,0}^{\varepsilon_k}} CMOA_k^{\varepsilon_k + 1}}{\varepsilon_k + 1} - \frac{\frac{E_{k,0}}{P_{k,0}^{\varepsilon_k}} CMg_k^{\varepsilon_k + 1}}{\varepsilon_k + 1} =$$

$$= \frac{E_{k,0}}{(P_{k,0}^{\varepsilon_k} + 1)(CMOA_k^{\varepsilon_k + 1} - CMg_k^{\varepsilon_k + 1})} \quad \text{Ecuación 4-32}$$

³ La solución de la ecuación diferencial de elasticidad precio constante se puede resumir en lo siguiente: el problema:

$\frac{dq}{dP} = \varepsilon \frac{q}{P}$, acepta solución general $q = \rho \cdot P^\varepsilon$. Donde la constante ρ se puede obtener de la condición de

equilibrio inicial: si $P_0 \cdot q_0$ entonces $\rho = \frac{q_0}{P_0^\varepsilon}$

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

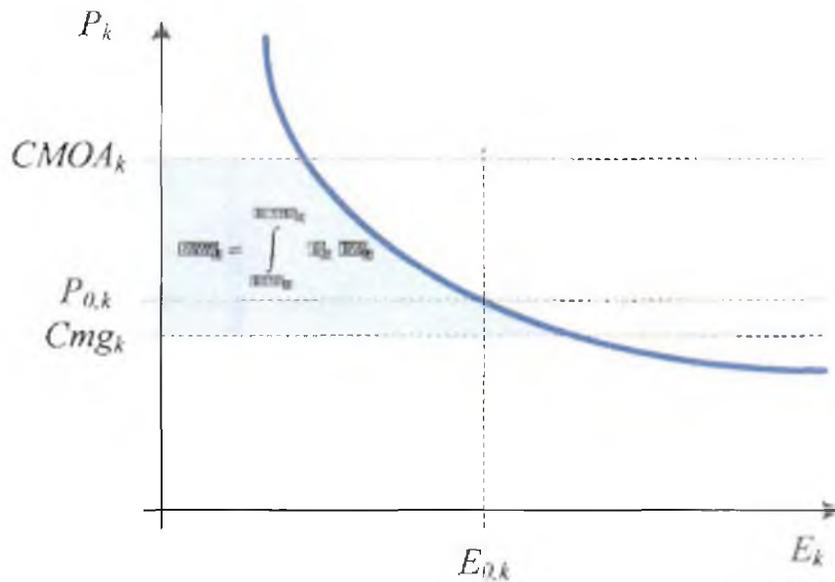


Figura 4-3: la figura presenta gráficamente el área que corresponde al excedente del consumidor del rango k , al cual se le cobra el costo marginal Cmg_k y que tiene $CMOA_k$ como costo por unidad de energía de la mejor opción alternativa

4.5.2.1 Demanda Inelástica

Se debe considerar, como hipótesis simplificadora, que la demanda de los clientes de gas natural en todas sus rangos es inelástica. Es decir, el cliente no varía su consumo (ya sea para cocción, calefacción, acondicionamiento de aire, iluminación o calentamiento de piscinas) excepto que el costo de utilizar gas natural exceda el del mejor alternativo. En ese caso el cliente anula su consumo de gas natural y comienza a consumir el alternativo.

Partiendo de la Ecuación 4-32, para el caso particular de $\epsilon_k = 0$, demanda inelástica, se observa:

$$Exc_k = E_{k,0} (CMOA_k - Cmg_k) \quad \text{Ecuación 4-33}$$

En este trabajo se adopta esta hipótesis, sin embargo, para verificar la validez de esta adopción, se discuten consideraciones sobre el error asumido en esta adopción se discuten en la siguiente sección.

4.5.2.2 Error derivado de suponer la demanda inelástica

La adopción de la Ecuación 4-33 como la de estimación de excedente conlleva a aceptar un error en la consideración $\varepsilon_k = 0$, sin embargo, para conocer la magnitud de este error en esta sección se elabora una cota de éste.

Las elasticidades precio máximas de largo plazo para el servicio de distribución de gas natural, son sensiblemente inferiores a -1. Valores de elasticidades de este servicio presentan en la referencia [Berndt, 1977] en el caso extremo se midió -0,65.

Razón por la cual, y con el objeto de establecer una cota, se puede analizar el error de considerar la elasticidad precio totalmente inelástica como menor a la diferencia entre calcular el excedente con elasticidad $\varepsilon_k = -1$ y $\varepsilon_k = 0$.

Para el caso $\varepsilon_k = -1$ se tiene:

$$Exc_k = E_{k,0} \cdot P_{k,0} \cdot Ln \left(\frac{CMOA_k}{Cmg_k} \right) \quad \text{Ecuación 4-34}$$

De aquí, para calcular el error relativo, se toma la diferencia de los excedentes presentados en las ecuaciones 4-33 y 4-34 dividida por excedente 4-33 correspondiente a la demanda inelástica. Esto es:

$$\delta_k = \frac{E_{k,0} \cdot P_{k,0} \cdot Ln \left(\frac{CMOA_k}{Cmg_k} \right) - E_{k,0} (CMOA_k - Cmg_k)}{E_{k,0} (CMOA_k - Cmg_k)} \quad \text{Ecuación 4-35}$$

Simplificando,

$$\delta_k = \frac{P_{k,0} \cdot Ln \left(\frac{CMOA_k}{Cmg_k} \right)}{(CMOA_k - Cmg_k)} - 1 \quad \text{Ecuación 4-36}$$

Esta expresión finalmente da una cota del error como proporción del mismo excedente.

Esta cota debe evaluarse para cada rango para conocer el valor máximo del error que se está incurriendo en la estimación del excedente del consumidor.

Para ver el comportamiento de esta cota se expresa el precio inicial $P_{k,0}$ y el costo de la mejor opción alternativa $CMOA_k$ como relación con el costo marginal, se obtiene $P_{k,0} = \gamma_{1,k} \cdot Cmg_k$ y $CMOA_k = \gamma_{2,k} \cdot Cmg_k$. A partir de aquí se reescribe la Ecuación 4-36:

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$$\delta_k = \frac{\gamma_{1,k} \cdot \text{Ln}(\gamma_{2,k})}{(\gamma_{2,k} - 1)} - 1$$

Ecuación 4-37

Típicamente, el precio inicial $P_{k,0}$ se encuentra entre Cmg_k y $CMOA_k$, entonces considerando los dos extremos y el caso donde se encuentra en el punto medio, es decir,

$$\delta_k = \frac{\gamma_{1,k} \cdot \text{Ln}(\gamma_{2,k})}{(\gamma_{2,k} - 1)} - 1 \quad \text{que corresponde al caso } P_{k,0} = Cmg_k$$

$$\delta_k = \frac{\gamma_{2,k} \cdot \text{Ln}(\gamma_{2,k})}{(\gamma_{2,k} - 1)} - 1 \quad \text{para el caso } P_{k,0} = CMOA_k$$

$$\delta_k = \frac{(1 + \gamma_{2,k}) \cdot \text{Ln}(\gamma_{2,k})}{2(\gamma_{2,k} - 1)} - 1 \quad \text{cuando } P_{k,0} = \frac{1}{2}(CMOA_k + Cmg_k)$$

Puede observarse que la suposición que la demanda es inelástica posee un error positivo que se incrementa con la relación entre costo de mejor opción alternativa y costo marginal si la condición inicial de precio es cercana al costo marginal, el error es negativo y su magnitud se incrementa también al aumentar la relación pero en un ratio menor.

En el caso que el precio inicial se encuentre entre el costo marginal y el costo de la mejor opción alternativa, la cota del error se mantiene baja, independiente de la relación entre el costo de la mejor opción alternativa y el costo marginal.

Es importante destacar que, en el sector de distribución de gas natural, en algunos países como Brasil y México, para el caso residencial se da principalmente la condición que precio que se está aplicando es muy cercano al alternativo.

En otros, como el caso de Argentina el precio actualmente aplicado se encuentra en una posición intermedia, quizás más cercano al costo marginal.

δ_k

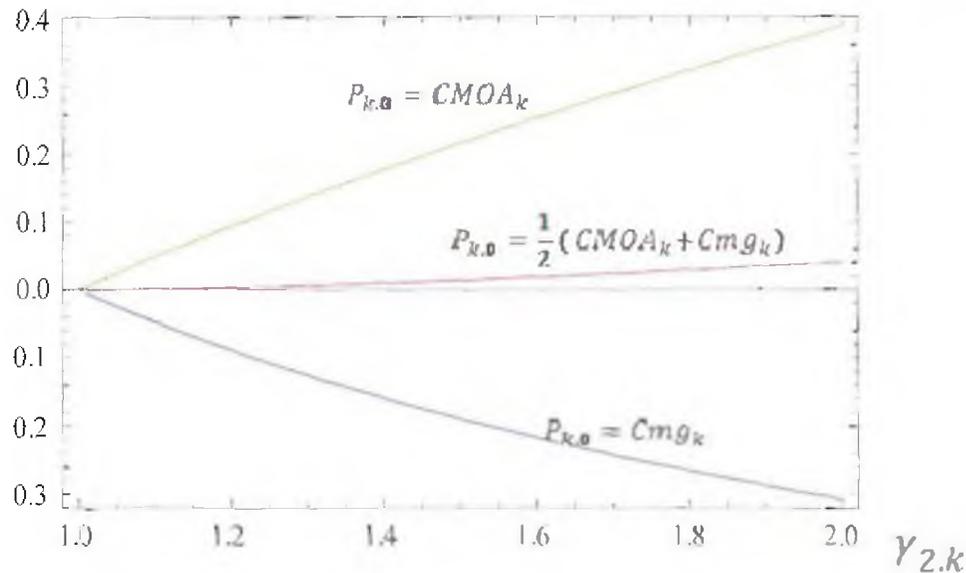


Figura 4-4: la figura presenta gráficamente la evolución de la cota del error δ en función de $\gamma_{2,k}$ (relación entre $CMOA_k$ y Cmg_k).

4.6 Criterios para el Diseño de los segmentos Residencial y Comercial

Actualmente, en Colombia rige un sistema de subsidios que afecta en particular a los usuarios residenciales que se encuentran en el primer rango de consumo. En esta reglamentación existen seis estratos de consumo. Los estratos superiores subsidian a los inferiores de manera tal de plasmar un criterio de valoración social en el precio del servicio de gas natural.

En este apartado se presenta una propuesta de criterio de valoración social basado en funciones de bienestar utilizadas en la regulación moderna que permiten reducir la discrecionalidad y brindan un respaldo teórico a los responsables de tomar decisiones de justicia social.

4.6.1 Valoración Social

Para presentar el criterio de ajuste basado en el bienestar social marginal, es conveniente analizar dos aspectos que generan supuestos para la aplicación del mencionado criterio.

El primero de estos aspectos es la vinculación de los ingresos con el consumo y el segundo la adopción de un comportamiento funcional del bienestar social con los ingresos de los diferentes integrantes de la población.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

4.6.1.1 Relación entre el ingreso y el consumo

Si se grafica el ingreso de los diferentes clientes en función de su consumo, se obtiene lo presentado en la siguiente figura.

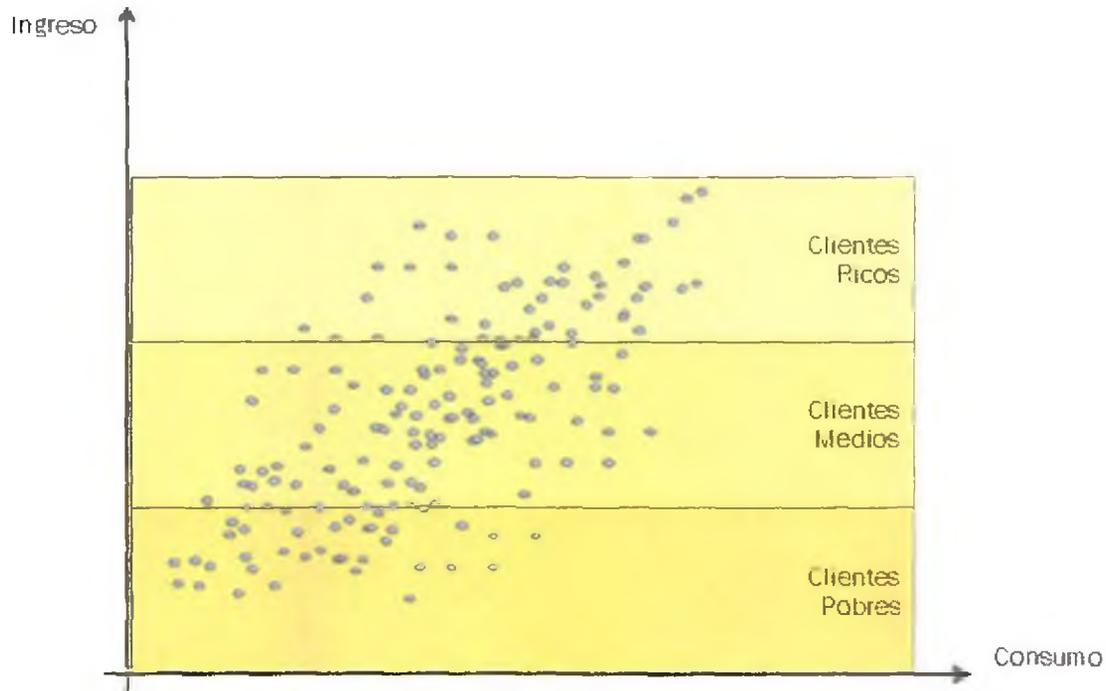


Figura 4-5: la figura presenta la distribución de los ingresos en función de los consumos

Como pauta general, mayores consumos se corresponden con mayores ingresos. A partir de allí, el diseño de las diferentes categorías⁴, se realiza de manera de agrupar los consumos típicos de cada nivel de ingreso, por ejemplo como lo presenta la figura 4-5.

Se observa en la mencionada figura, que si bien la mayoría de los usuarios quedan con correspondencia entre la categoría asignada y su nivel de ingresos, existen situaciones donde se presentan altos ingresos con consumos bajos y bajos ingresos con altos consumos. Estas situaciones pueden verse como errores naturales a la segmentación en categorías del mercado.

El primero de los casos se conoce como error de inclusión, ya que incluye dentro de una segmentación pensada para el sector social de bajos ingresos a un cliente de altos ingresos consecuencia del hecho de tener bajo consumo.

⁴ En este apartado se utiliza la denominación "categoría", pero dependiendo de la alternativa elegida, se refiere a rango, estrato o categoría.

El segundo caso, llamado *error de exclusión*, corresponde con una categorización en una categoría superior de un cliente pobre de alto consumo. Este error contiene mayor gravedad porque significa una exclusión social, ya que el hecho de la segmentación puede dejar a un usuario de bajos recursos sin el beneficio del servicio, o en peores condiciones de acceso a éste.

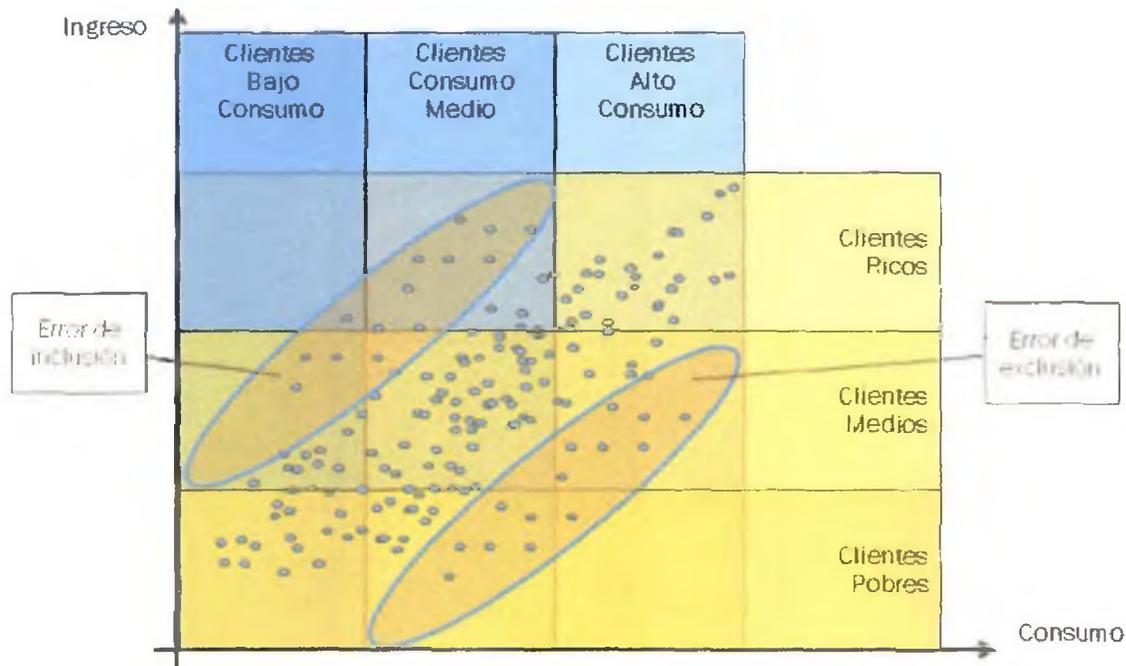


Figura 4-6: la figura presenta la distribución de los consumos en función de los ingresos familiares, se presentan también las categorías seleccionadas y los errores de exclusión e inclusión.

Como se mencionó anteriormente, estos errores significan casos particulares a estudiar para cada área de concesión. En el caso general, la hipótesis de considerar que el consumo aumenta con el ingreso de cliente es válida y por lo tanto adoptada en este trabajo.

4.6.1.2 Funciones de Bienestar Social

En economía las funciones de bienestar social pueden ser definidas como funciones reales que posicionan los estados sociales de acuerdo al bienestar global de una sociedad. Las entradas de estas funciones son las variables que se consideran que afectan al bienestar individual de sus integrantes.

Existen una gran cantidad de variantes de funciones de bienestar social, en este trabajo, se postula utilizar la propuesta en la referencia [Layard, 1978],

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$$W = \frac{1}{(1-\delta)} \sum_k m_k^{(1-\delta)} \quad \text{Ecuación 4-38}$$

donde:

W es el bienestar

m_k es el ingreso del individuo k (o grupo de individuos k , en este trabajo el grupo de individuos es la categoría)

A partir de aquí el bienestar social marginal con respecto al ingreso del individuo (o grupo de individuos) k es:

$$\frac{\partial W_k}{\partial m_k} = \frac{\partial \left(\frac{1}{(1-\delta)} \sum_k m_k^{(1-\delta)} \right)}{\partial m_k} = m_k^{-\delta} \quad \text{Ecuación 4-39}$$

De esta manera el bienestar social marginal queda dependiente de un único parámetro δ que posee las siguientes características:

- Si δ es igual a 0 entonces W es la suma del ingreso de todas las categorías, sin diferenciar entre ricos y pobres
- Cuanto mayor sea δ más alta es la valoración social por la igualitaria distribución del ingreso, o sea se considera que la sociedad es más equitativa
- Cuanto mayor sea δ una unidad monetaria adicional en las manos de un pobre valdrá más que un dólar adicional en las manos de un rico

Este es un parámetro que debe ser establecido por los responsables de establecer la valoración social del ingreso, es decir el poder político del Estado, que representa a través de él a la sociedad.

Presentando esta idea de una manera más gráfica, se tiene lo presentado en la siguiente figura.

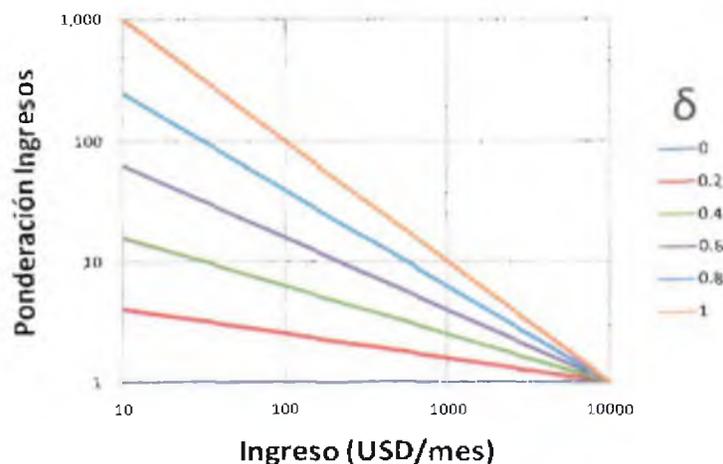


Figura 4-7: la figura presenta la ponderación de ingresos en función del ingreso mensual y el valor elegido de δ .

A partir de lo presentado en la figura, se puede observar lo ya mencionado anteriormente, un valor de $\delta = 0$ representa que una unidad monetaria tiene el mismo valor independiente del ingreso individuo analizado. En cambio, valores de δ superiores significan una mayor valoración de la unidad monetaria a medida que se reduce el ingreso del individuo.

Como se menciona, ya que la segmentación por consumo de las categorías de usuarios se corresponde con el nivel social de éstos en la generalidad de los casos, es consistente adoptar las categorías como los grupos de usuarios.

4.6.1.3 Matemática de la aplicación del criterio de valoración social

La matemática de aplicación del criterio de valoración social difiere sensiblemente si se decide aplicar la alternativa 1 o 2. Es decir, permanecer en la canasta de tarifas con Revenue Cap medio o pasar a la metodología de Price Cap.

4.6.1.3.1 Aplicación para Metodología de Canasta de Tarifas (Alternativa 1)

La aplicación de la valoración social en el actual esquema de canasta de tarifas tiene sentido en el rango de menores consumos. En este rango, en donde se ubican la totalidad de los residenciales, es necesario diferenciar las tarifas de cada uno de los estratos que lo conforman. Por esta razón, el desarrollo es válido para el rango 1 en donde se van a ajustar las capturas de cada uno de los estratos.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Aplicando el criterio de valoración social en la metodología de canasta de tarifas se tiene:

$$C_{e_e} = \gamma \frac{\beta_{2,k} \cdot Exc_k}{\frac{\partial W}{\partial m_e}} \quad \text{Ecuación 4-40}$$

Donde:

C_{e_e} : Captura del máximo excedente del consumidor del estrato e

γ : Constante de ajuste

Exc_k : Máximo excedente del consumidor del rango k

$\beta_{2,k}$: Constante de captura del excedente del consumidor para el rango k

$\frac{\partial W}{\partial m_e}$: Derivada parcial del bienestar social respecto del ingreso individual del estrato e

Dividiendo en ambos términos por el máximo excedente del consumidor Exc_k , y resolviendo la derivada parcial $\frac{\partial W}{\partial m_e}$, resulta:

$$ce_e = \gamma \frac{\beta_{2,k}}{\frac{\partial W}{\partial m_e}} = \gamma \frac{\beta_{2,k}}{m_e^{-\delta}} \quad \text{Ecuación 4-41}$$

Donde:

ce_e : captura del excedente del consumidor en términos del excedente máximo

Esta ecuación presenta una forma de estimar las capturas de los excedentes a partir de los ingresos individuales en cada uno de los estratos, la valoración social a través del parámetro δ , el factor $\beta_{2,k}$ y una constante de ajuste. Como se ha mencionado, la definición del factor $\beta_{2,k}$ es potestad del regulador, en cambio δ debe fijarse por el responsable de postular las políticas sociales, es decir el Poder político del Estado. Los valores de δ se ubican típicamente entre 0 y 0,4.

La constante de ajuste γ , es la variable que domina el concesionario y está relacionada con la captura del excedente global del rango.

Para satisfacer la condición del cargo techo se debe cumplir:

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$$ce_e = \frac{\gamma \cdot \beta_{2,k}}{m_e^{-\delta}} \leq \beta_{2,k} \quad \forall e \quad \text{Ecuación 4-42}$$

O lo que es equivalente: $\frac{\gamma}{m_e^{-\delta}} \leq 1 \quad \forall e$

4.6.1.3.2 Aplicación para Metodología Price Cap (Alternativa 2)

Las tarifas en dos partes, postulada en la referencia [Coutsiers, 2008], se pueden escribir en su expresión monómica, es decir, por unidad de energía, como:

$$T_k = Cmg_k + CAR_k = CmgD_k + CAR_k + CG + CT \quad \text{Ecuación 4-43}$$

Donde T_k es la tarifa para la categoría k , CAR_k es el cargo de acceso a red para esa categoría, CG es el costo unitario de gas y CT es el costo unitario de transporte, todas estas por unidad de energía.

La matemática de este ajuste está postulada en la referencia [Damonte, 2007], y se resuelve escribiendo el cargo de acceso a red como una función del excedente y el bienestar social marginal:

$$CAR_k = \gamma \frac{Exc_k}{\partial W} \quad \text{Ecuación 4-44}$$

Donde γ es una constante de ajuste.

Cuando el ingreso de la distribuidora está regulado por Price Cap se establece de hecho la condición:

$$\sum_k \sum_{i=1}^n \frac{M_k \cdot D_{k,i}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} \quad \text{Ecuación 4-45}$$

donde:

i denota los intervalos del período tarifario (típicamente i va de 1 a 5, en modelos en base anual y período tarifarios de 5 años)

RI_i es el requerimiento de ingresos para el intervalo i

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

$D_{k,i}$ es la demanda de la categoría k para el intervalo i

Trabajando sobre la parte a la derecha de la ecuación 4-42,

$$\begin{aligned} \sum_k M_k \cdot \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} &= \sum_k (Cmg_k + CAR_k) \cdot \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} = \\ \sum_k Cmg_k \cdot \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} + \sum_k CAR_k \cdot \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} &= \\ I_{Cmg} + \sum_k \alpha \cdot \varphi_k \cdot Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} &= \\ I_{Cmg} + \alpha \sum_k \varphi_k \cdot Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} &= \end{aligned} \quad \text{Ecuación}$$

4-46

aplicando 4-46 de manera conjunta con 4-44 se llega a:

$$\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} = \sum_k \gamma \cdot \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} \quad \text{Ecuación}$$

4-47

a lo que sigue:

$$\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} = \gamma \sum_k \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i} \quad \text{Ecuación 4-48}$$

Despejando γ :

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\sum_k \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-49}$$

reemplazando en 4-44 resulta:

$$CAR_k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\sum_k \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \cdot \frac{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}}{Exc_k} \quad \text{Ecuación 4-50}$$

multiplicando y dividiendo por la suma de las elasticidades,

$$CAR_k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\sum_k Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \cdot \frac{\sum_k Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k} \sum_k \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \cdot Exc_k$$

Ecuación 4-51

y definiendo:

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{RI_i}{(1+r)^i} - \sum_k Cmg_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\sum_k Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-52}$$

$$\varphi_k = \frac{\sum_k Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k} \sum_k \frac{Exc_k}{\frac{\partial W_k}{\partial m_k}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-53}$$

resulta finalmente,

$$CAR_k = \alpha \cdot \varphi_k \cdot Exc_k \quad \text{Ecuación 4-54}$$

Donde se observa que α queda función del déficit de ingresos y de un ingreso potencial de excedente que se postula como la suma sobre todas las categorías de un excedente unitario por el valor presente de la demanda.

En cambio, φ_k resulta una función del ingreso potencial de excedente postulado y del bienestar social marginal con respecto al ingreso de cada categoría.

Utilizando la función de bienestar social presentada en el apartado anterior,

$$\varphi_k = \frac{\sum_k Exc_k \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}}{m_k^{-\delta} \sum_k \frac{Exc_k}{m_k^{-\delta}} \sum_{i=1}^n \frac{D_{k,i}}{(1+r)^i}} \quad \text{Ecuación 4-55}$$

El valor de φ_k requiere solo de la definición de δ que es el único parámetro a definir por el responsable de postular las políticas sociales (Poder político del Estado).

5 CONCLUSIONES

Los resultados de aplicación de la canasta de tarifas como mecanismo de remuneración de la distribución de manera general e integral parece adecuado y satisfactorio, sin embargo los resultados individuales no son consistentes, ni totalmente explicados por la metodología en sí.

Se logró alcanzar la flexibilidad buscada para brindar a las empresas aplicar sus conocimientos y ajustarse a los mercados propios.

Los resultados en términos de cobertura y penetración son satisfactorios y sobresale el comportamiento del sector de GNV, que respondió a los incentivos adoptados.

Esta metodología puede seguir aplicándose y dada la experiencia recopilada puede mejorarse y ajustarse.

El presente trabajo presenta además las sugerencias de mejoras y modificaciones a realizar sobre la Canasta de Tarifas aplicada actualmente en Colombia.

Se postulan dos alternativas de mejora, la primera de ellas con una variante.

La primera alternativa presenta una serie de modificaciones para el caso que se decida continuar con el esquema de canasta de tarifas. Dentro de éstas se pueden destacar la

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

liberación del número de rangos, la definición de rangos especiales de consumo, la redefinición de los cargos techo y piso y la inclusión de la valoración social del ingreso.

La variante a esta primera alternativa redefine el concepto de agregación de la demanda en base al tipo de consumo. Esto se realiza mediante la incorporación de categorías (Residencial, Comercial, Industrial, entre otras) en lugar de rangos.

La segunda alternativa propone utilizar la metodología de Price Cap con tarifas en dos partes. Esta alternativa sugiere un período tarifario de 4 o 5 años dónde las tarifas se calculen al comienzo y se mantengan constantes para toda la duración de dicho período. En ésta también se propone clasificar la demanda en base al tipo de consumo, es decir, desagregada por categorías Residencial, Comercial, Industrial, entre otras. Los cargos piso y techo se redefinen teniendo en cuenta el costo marginal y el excedente máximo del consumidor (donde interviene el precio del alternativo) de cada categoría.

A modo de resumen de las propuestas se presenta la tabla a continuación.

	Esquema Actual	Alternativa 1A	Alternativa 1B	Alternativa 2
	Canasta de Tarifas	Canasta de Tarifas modificada basada en rangos	Canasta de Tarifas modificada basada en categorías	Price Cap con Tarifas en dos partes
Tipo de Regulación	Revenue cap medio	Revenue cap medio		Price Cap
Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	SI	SI		Se fijan en cada revisión para todo el período tarifario
Período de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 3 meses	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 12 meses		Período tarifario de 4 ó 5 años
Desagregación de la demanda	Desagregación de rangos por volumen (máximo 6 rangos)	Desagregación de rangos por volumen Libre elección de la cantidad de rangos Rangos especiales para consumidores intensivos desagregados por la naturaleza de su consumo	Categorías por tipo de consumo	Categorías por tipo de consumo
Definición del cargo piso	Costo Promedio de la red primaria	Costo Marginal corregido		Costo Marginal corregido
Definición del cargo techo	110% del Cargo Promedio de Distribución	Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor		Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor
Criterios de diseño para los segmentos Residencial y Comercial	Esquema actual de subsidios	Valoración social del ingreso establecida por el regulador		Valoración social del ingreso establecida por el regulador

Tabla 5-1: La tabla presenta el esquema actual contrastado con las diferentes alternativas propuestas.

De manera de evaluar el impacto de las mejoras propuestas sobre los problemas presentados en los informes 1 y 2 del presente estudio, se elaboraron diagramas Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

esquemáticos. Estos diagramas cruzan los principales problemas encontrados en la metodología de Canasta de Tarifas con las mejoras planteadas para cada una de las alternativas, destacándose el impacto que mejora impacta en qué problema. En estos diagramas, también se presentan advertencias que indican que las modificaciones propuestas ofrecen solución parcial o que no ofrecen ninguna solución.

Se presentan en las figuras 5-1, 5-2 y 5-3 las alternativas 1A, 1B y 2 respectivamente. Para la comprensión de estas figuras se pueden visualizar las referencias a continuación.

Referencias



No corrige



Corrige



Corrige parcialmente

	Canasta de Tarifas modificada basada en rangos	Cargo Piso puede no cubrir los costos marginales	Cargo Techo puede no cubrir los costos marginales	Pérdida de competitividad debido a potencial portafolio de Clientes	Tendencia a que el distribuidor se ajuste a tarifa Ramsey	Definición de bloques de consumo no permite desagregación por sector industrial	Numero de rangos limitados no permite desagregar clientes de diferente naturaleza	Afecta a la previsibleidad de las tarifas a los ojos del cliente	Bajo incentivo a conectar clientes de bloques bajos de consumo	Periodo de rebalanceo corto (3 meses) eleva el riesgo de penalización de las distribuidoras	Potenciales problemas de inequidad debido al actual esquema de subsidios
Tipo de Regulación	Revenue cap medio			!	X				!		
Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	Si							!			
Periodo de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 12 meses							✓ !		✓	
Desagregación de la demanda	Desagregación de rangos por volumen						!				
	Libre elección de la cantidad de rangos						!				
	Rangos especiales para consumidores intensivos desagregados por la naturaleza de su consumo					✓					
Definición del cargo piso	Costo Marginal corregido	✓						✓		✓	
Definición del cargo techo	Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor		✓	!							
Criterios de diseño para los segmentos Residencial y Comercial	Valoración social del ingreso establecida por el regulador										✓

Figura 5-1: la figura presenta el impacto de las mejoras propuestas para la Alternativa 1A.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

	Canasta de Tarifas modificada basada en categorías	Cargo piso puede no cubrir los costos marginales	Cargo Techo puede no cubrir los costos marginales	Pérdida de competitividad debido a potencial portafolio de Clientes	Tendencia a que el distribuidor se ajuste a tarifa Ramsey	Definición de bloques de consumo no permiten desagregación por sector industrial	Numero de rangos limitados no permite desagregar clientes de diferente naturaleza	Afecta a la previsibilidad de las tarifas a los ojos del cliente	Bajo incentivo a conectar clientes de bloques bajos de consumo	Periodo de rebalanceo corto (3 meses) eleva el riesgo de penalización de las distribuidoras	Potenciales problemas de inequidad debido al actual esquema de subsidios
Tipo de Regulación	Revenue cap medio			!	✗				!		
Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	SI							!			
Periodo de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base a los consumos de los últimos 12 meses							✓ !		✓	
Desagregación de la demanda	Categorías por tipo de consumo					✓	✓				
Definición del cargo piso	Costo Marginal corregido	✓							✓		✓
Definición del cargo techo	Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor		✓	✓ !							
Criterios de diseño para los segmentos Residencial y Comercial	Valoración social del ingreso establecida por el regulador										✓

Figura 5-2: la figura presenta el impacto de las mejoras propuestas para la Alternativa 1B.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

12

	Price Cap con Tarifas en dos partes	Cargo Piso puede no cubrir los costos marginales	Cargo Techo puede no cubrir los costos marginales	Pérdida de competitividad debido a potencial portafolio de Clientes	Tendencia a que el distribuidor se ajuste a tarifa Ramsey	Definición de bloques de consumo no permiten desagregación por sector industrial	Numero de rangos limitados no permite desagregar clientes de diferente naturaleza	Afecta a la previsibilidad de las tarifas a los ojos del cliente	Bajo Incentivo a conectar clientes de bloques bajos de consumo	Periodo de rebalancen corto (3 meses) eleva el riesgo de penalización de las distribuidoras	Potenciales problemas de inequidad debido al actual esquema de subsidios
Tipo de Regulación	Price Cap			✓	✓				✓		
Libre fijación de tarifas por parte de las empresas	Se fijan en cada revisión para todo el período tarifario							✓			
Periodo de fijación de las tarifas	Período tarifario de 4 ó 5 años							✓		✓	
Desagregación de la demanda	Categorías por tipo de consumo					✓	✓				
Definición del cargo piso	Costo Marginal corregido	✓							✓		✓
Definición del cargo techo	Costo Marginal mas captura regulada del máximo excedente del consumidor		✓								
Criterios de diseño para los segmentos Residencial y Comercial	Valoración social del ingreso establecida por el regulador										✓

Figura 5-3: la figura presenta el impacto de las mejoras propuestas para la Alternativa 2.

Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

SANIG SERVICIOS
CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN

Se puede observar en las figuras 5-1 y 5-2 que las alternativas 1A y 1B no ofrecen solución a la pérdida de competitividad por la dependencia del potencial portafolio de clientes, tampoco a la tendencia que el concesionario aplique una tarifa Ramsey. Estos dos problemas persisten, a pesar de que el primero de ellos se mitiga parcialmente con el nuevo cargo piso, consecuencia de conservar el esquema de Revenue Cap.

Los problemas de definición de mercado, es decir donde el distribuidor no tenía la suficiente capacidad de discriminar los clientes, se solucionan parcialmente en la alternativa 1A ya que esta alternativa no puede discriminar clientes pequeños de volúmenes similares con diferentes pautas de consumo. La implementación de categorías para la alternativas 1B y 2 permiten la solución de todos estos problemas de mercado.

El incremento del período de rebalanceo hacia un año permite mejorar la previsibilidad tarifaria en las alternativas 1A y 1B, sin embargo, este problema se soluciona por completo moviéndose a un esquema de Price Cap.

El bajo incentivo a conectar usuarios en rangos de bajos consumo se soluciona parcialmente al garantizar que al menos se cobrará el costo marginal en todos los rangos. Sin embargo, el Revenue Cap medio que se conserva en la alternativa 1 en sus variantes A y B, continúa generando mayor incentivo a la incorporación de clientes de altos rangos que poseen menores costos unitarios y generan por lo tanto un mayor beneficio. Este problema si se mitiga con la aplicación del Price Cap.

Por lo todo lo dicho anteriormente, la alternativa recomendada es dependiente del grado de modificación que se quiera implementar en la metodología. Se considera imprescindible implementar las mejoras de la alternativa 1A, seguida por la implementación 1B y finalmente por la alternativa 2 pero abandonando la canasta de tarifas y el Revenue Cap medio.

6 REFERENCIAS

[Feldstein, 1972] Martin S. Feldstein. Distributional Equity and the optimal Structure of Public Prices. The American Economic Review, Vol. 62, No. 1/2, pp 32-36, 1972

[Coase, 1946] R.H. Coase. The Marginal Cost Controversy, *Economica*, New Series, Vol 13, No 51 (Aug. 1946), pp 169-182, 1946

[Coutsiers, 2007] E. Coutsiers, F. Damonte, M. Damonte, Tarifas en Dos Partes Óptimas, Informe descriptivo de los conceptos de tarifas en dos partes presentado para Gas Natural de México, Julio 2007

[Damonte, 2007] M. Damonte et al., Libro de regulación por incentivos, En elaboración.

[Newbery, 1999] D. Newbery, Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, Massachusetts Institute of Technology, 1999

[Fane et al, 2003] Simon Fane and Stuart White, Leverized cost, a general formula for calculations of cost in integrated resource planning, Institute for Sustainable Futures, University of Technology, Sydney, 2003

[Herrington, 1987] Herrington P., *Pricing of Water Services*, OECD, Paris, 1987

[Mann et al, 1980] Mann P., Saunders R. & Warford J., *A Note on Capital Indivisibility and the Definition of Marginal Cost*, Water Resources Research, Vol.16, June 1980

[Sutherland et al, 2000] Sutherland D. and Fenn C., *Assessment of water supply options*, thematic review prepared for the World Commission on Dams, 2000

[CAA, 2002] *Heathrow, Gatwick and Stansted Airports' Price Caps, 2003-2008, CAA recommendations to the Competition Commission*, Annex: Estimating incremental cost of new capacity at Heathrow, February 2002

[Berndt, 1977] E. R. Berndt and G. C. Watkins, *Demand for Natural Gas: Residential and Commercial Markets in Ontario and British Columbia*, The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Economie, Vol. 10, No. 1, (Feb., 1977), pp. 97-111

[Layard, 1978] P.R.G. Layard and A.A. Walters, *Microeconomic Theory*, McGraw-Hill, 1970, pp 48