

Montevideo, 24 de enero de 2013

Sres. Miembros de la Comisión Directora de URSEA.

Ref.: 65-02-006-2013

Informe N° 28/2013

Informe sobre la propuesta de ajuste tarifario de UTE

RESUMEN EJECUTIVO

En lo referente al presente ajuste se destacan los siguientes puntos:

- El aumento de 5,6% planteado en el nivel medio de la tarifa, resulta de la reformulación del programa financiero de la empresa para 2013. Dicha reformulación toma en cuenta la actualización del cálculo del costo de abastecimiento de la demanda, la evolución proyectada de variables macroeconómicas proporcionadas por el MEF, y la especificación de un compromiso financiero con el Gobierno referido a una meta de superávit/déficit operativo y transferencias e impuestos. El siguiente cuadro presenta una síntesis de las cifras principales:

PROGRAMA FINANCIERO 2013	millones de US\$
Ingresos corrientes	2.328
Sueldos y salarios	(202)
Compras corrientes	(1.270)
Pago de intereses	(30)
Transferencias e impuestos netos¹	(488)
SUB TOTAL Egresos corrientes	(1.980)
Gastos de capital	(425)
TOTAL Egresos	(2.405)
SUPERAVIT / DEF GLOBAL	(87)

- La propuesta mantiene como supuesto de estimación del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD), un escenario de hidraulicidad media. A partir del cálculo del CAD, coordinado entre la URSEA y la DNE considerando un escenario de precio proyectado de petróleo de 110 USD/bbl Brent, se obtiene un valor similar al presentado por la empresa de 1.090 MUS\$ (incluyendo IVA) o 910 MUS\$ (sin incluir IVA).
- Respecto a las proyecciones de índices, las mismas se consideran en línea con las evoluciones previstas según las encuestas a consultores que efectúa el Banco Central del Uruguay, las proyecciones del Instituto de Economía y las que realiza la "Energy Information Administration" (EIA) de EEUU. Esto es así para todos los índices, excepto para el caso de las proyecciones del tipo de cambio.
- En relación a los ajustes diferenciales en las diferentes categorías tarifarias, se considera adecuada la metodología de ir gradualmente ajustando las tarifas de forma de lograr la consistencia entre cargos de peajes y cargos por potencia para los usuarios en tensiones de subtransmisión y transmisión (GC3, GC4 y GC5) y el ajuste del resto de las tarifas de forma de alinearlas con sus costos relativos.

¹ Esta categoría incluye además de impuestos, contribuciones patronales y personales al BPS, versión de resultados por 60 MUS\$ y aporte fondo de estabilización por 30 MUS\$. Estos dos últimos ítems compensarían el déficit global de 87 MUS\$.

En la actualidad, se está en un proceso de revisión de la normativa del sector eléctrico, habiéndose realizado un diagnóstico, entre otros temas, de lo referente a la determinación del nivel tarifario. En este contexto, esta asesoría considera imprescindible disponer de un procedimiento consensuado para la determinación de un nivel de tarifa técnico de referencia, sin perjuicio de la fijación de una tarifa de aplicación que tome en cuenta otros objetivos, por ejemplo de tipo macroeconómico (inflación, nivel de endeudamiento público, etc.).

1 Introducción

El presente informe refiere a la propuesta de ajuste tarifario a regir a partir del 1º de febrero de 2013, la cual plantea un incremento medio de 5,6%.

La propuesta se presenta en un contexto, en el cual existen grupos de trabajo que han ido analizando el tema tarifario con diferentes cometidos:

- Estudiar el marco regulatorio del sector eléctrico (normativa). En este marco se viene profundizando en el diagnóstico de temas relacionados al nivel de la tarifa.
- Estudiar la estructura tarifaria de la empresa eléctrica.
- Coordinar el cálculo del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para el ajuste tarifario en conjunto con UTE y la Dirección Nacional de Energía (DNE).
- Realizar reuniones de trabajo con el área Financiera de UTE para estudiar aspectos del ajuste en lo referente al programa financiero de la empresa y su relación con el ajuste tarifario.

Cabe destacar que en oportunidad de este ajuste, se han venido realizando reuniones de trabajo entre los técnicos de URSEA, DNE y UTE, con antelación al mismo y que permitieron profundizar en el conocimiento de la metodología de trabajo de la empresa y disponer de mayor información que en ajustes anteriores.

2 Análisis de la propuesta presentada por UTE

La propuesta de UTE incluye los siguientes aspectos:

- Programa financiero previsto para el año 2013 y evolución proyectada de las variables macroeconómicas, realizadas por el gobierno y comunicada a UTE y su impacto en la estructura financiera de la empresa.
- El nivel esperado de Costo de Abastecimiento de la Demanda para UTE en un escenario de hidraulicidad media.
- El nivel de compromiso acordado con el Gobierno (transferencia e impuestos más Superávit Operativo Global).

2.1) Ajuste promedio y su distribución entre las diferentes categorías tarifarias

En relación al ajuste tarifario, el mismo se puede analizar desde dos puntos de vista:

- Nivel tarifario
- Estructura tarifaria

2.1.1 Nivel Tarifario

En lo relativo al nivel tarifario, cabe destacar que para su determinación, la empresa reformula su programa financiero previsto para el año 2013. El mismo incluye sus ingresos y egresos (inversiones físicas y gastos operativos), así como el compromiso anual con el gobierno.

El compromiso con el gobierno consiste en una determinada meta anual referida a la suma del superávit operativo global y las transferencias e impuestos.

Para la previsión de dicha reformulación del programa financiero, UTE considera en esta oportunidad un costo de abastecimiento de la demanda de 1090.7 MUS\$ (incluyendo el IVA). En el punto siguiente se analiza particularmente este componente de costo.

2.1.1.1 Consideraciones sobre el Costo de Abastecimiento de la Demanda

Cabe destacar que a los efectos de este ajuste, se ha podido profundizar con los técnicos de UTE acerca de las hipótesis de cálculo consideradas para el mismo, así como sobre la metodología de trabajo, el período para el cual se calcula el mismo y también en referencia a los componentes que UTE considera dentro del mismo.

En cuanto a la definición del mismo, lo que considera UTE como CAD, es lo siguiente:

- Costos térmicos a los costos variables relacionados con el precio del petróleo Brent elegido como base (en este caso 110 USD/bbl)² para el cálculo de los mismos. Estos costos térmicos corresponden a las centrales de UTE así como máquinas arrendadas para generar y cubrir la demanda prevista.

² Según la Energy Information Administration de EEUU (EIA), el promedio del BRENT para el año 2013 alcanzará un valor de 105 USD/bbl. El supuesto considerado por UTE para el cálculo del costo de abastecimiento de la demanda (110 dólares el barril).

- La cuotaparte uruguaya de Salto Grande correspondiente a Uruguay valorizada y reflejada en cuentas de la empresa a un precio de 15 US\$/MWh, resultando en un costo estimado de 55 MUS\$³.
- Intercambios internacionales (importación desde Rivera- Livramento con 70 MW).
- Generación distribuida en donde se incluyen las energías de los contratos de compra-venta de energía entre UTE y los privados y se valoriza a 90 USD/MWh.
- Botnia (UPM) valorizada a 145 US\$/MWh en base a estimación realizada por UTE en el marco del contrato de la empresa con UPM.
- Cargos fijos compuestos por los siguientes costos:
 - Costo de la convertora de Rivera de 0,215 MU\$\$ en la cantidad de meses de vigencia del ajuste.
 - Costo de cuatro turbinas arrendadas en el predio de Punta del Tigre (APR), son 100 MW hasta junio de 2013 a 0,55 MUS\$ por mes, y de 0,6 MU\$\$ por mes desde julio a diciembre de 2013 por turbina. Asimismo, se considera un costo por 200 MW (8 turbinas) adicionales desde abril de 2013 a 0,55 MUS\$ por turbina.
 - Costo de dos centrales de motores de gasoil (50 MW) que se instalaron en las estaciones MVA y MVB respectivamente, a un precio de 36,81 U\$\$ por hora).
 - Costos de falla

Para el cálculo del CAD se tomó como período el correspondiente a la segunda semana de enero (05/01/2013) a la semana 52 del año 2013, con una cota de inicio de Terra de 79.8 metros.

El CAD alcanza un valor de 1090 MUS\$ con IVA y corresponde a un precio de 110 USD/bbl de petróleo Brent.

Para el cálculo del CAD, UTE realizó la corrida del modelo EDF utilizando como complemento la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) que se utiliza a los efectos de incluir una componente de riesgo discrecional en la valoración del agua embalsada. Se utiliza una previsión de la demanda para el año 2013 de 10566 GWh, que corresponde a un incremento de 5,3% en relación al año 2012.

³ Considerando la cantidad de energía generada a partir de la simulación en el SimSee, con una hidráulicidad media

Los costos variables de las centrales con combustibles derivados del petróleo correspondientes a un precio de 110 US\$/bbl de petróleo son los siguientes:

Precio del combustible derivado	Precio bbl = 110 USD
Fuel Oil (USD/TON)	830
Gas Oil (USD/m3)	1060
Gas Oil Motores (USD/Ton)	880

El parque térmico considerado para la corrida en el período de la semana dos del 2013 a la 52 fue el siguiente:

Central Batlle Motores	10 MW
Sala B	50 MW
Unidad 5ta	77 MW
Unidad 6xta	113 MW
PTA (Punta del Tigre)	48 MW
CTR	104 MW
TGAA	20 MW
APR	22 MW
Motores MVA, MVB	50 MW

El parque hidráulico es el correspondiente a las centrales de UTE sobre el Rio Negro y Salto Grande.

En cuanto al comercio internacional de electricidad, se supone una importación a través de la Conversora Rivera Livramento de 70 MW, con un coeficiente de disponibilidad de 90%, en las semanas 1 a 17 y 41 a 52 en horas de valle.

En cuanto a la generación distribuida se representan los siguientes parques, de los cuales se muestran los proyectos que están en funcionamiento entre las semanas 2 a 52 del año 2013:

Biomasa

Las rosas	Liderdat	Fenirol	Alur	Wayerhauser	Galofer	Ponlar	Montes del Plata	Botnia
1 MW	4,9 MW	8,8 MW	5 MW	5 MW	12,5 MW	7 MW	200 MW	30 MW

Eólica

Agroland	Nuevo Manantial 1	Caracoles 1	Nuevo Manantial 2	Caracoles 2	Amplin	Kentilu x	Luz de Mar	Luz de Loma	Kentilux - Ampliación
0,3 MW	9 MW	10 MW	4 MW	10 MW	7,5 MW	10 MW	9,1MW	20 MW	7,2 MW

Se realizó un estudio sobre el Costo de Abastecimiento de la Demanda, coordinado entre la Dirección Nacional de Energía y URSEA, utilizando el modelo Simsee. Cabe destacar que se trabajó con las hipótesis proporcionadas por UTE para su cálculo del CAD y que el modelo Simsee se corrió utilizando series de aportes hidrológicos históricos. En esta oportunidad el cálculo del CAD de DNE y URSEA arribó a valores del orden de los que planteó UTE en virtud de este ajuste tarifario.

2.1.1.2 Consideraciones sobre el Programa Financiero 2013

En esta oportunidad, la empresa presentó una proyección resumida del programa financiero 2013, ajustado según la evolución prevista por el MEF de los índices de las variables macroeconómicas relevantes.

Respecto a los índices considerados de IPC, tipo de cambio, salarios y combustibles, esta asesoría los cotejó con información independiente disponible de proyecciones de variables económicas.

La previsión de la evolución de las variables macroeconómicas comunicada por el Ministerio de Economía y Finanzas, considera una variación anual de IPC de 6,88 %, dólar 5,96 % y salarios 7,8 %.

	Variación Dic. 2013/Dic. 2012
Índice de precios al consumo.	6.88%
Tipo de cambio	5.96%
Salarios	7.8%

En función de las proyecciones de egresos, UTE estima los ingresos requeridos por facturación local en 2.286 MUS\$.

A efectos de la comparación, se presentan en el siguiente cuadro los valores que proyecta el Instituto de Economía de la UDELAR (IECON), y adicionalmente se

consideraron las estimaciones sobre la inflación y el tipo de cambio que recoge el Banco Central del Uruguay en sus encuestas de expectativas⁴.

Variaciones 2013/2012	IECON - UdelaR		Encuesta BCU
	Dic-Dic	Promedio	Dic-Dic
- índice de precios al consumo.	7,00%	7,70%	7,50%
- índice Medio de Salarios.	11,90%	11,90%	
- Índice de salarios para el sector público.	9,70%	9,50%	
- índice de salarios para el sector privado.	13,00%	13,30%	
- Tipo de cambio	-2,00%	-2,80%	3,63%
- Precio del petróleo WTI		1,00%	
- Precio del petróleo Brent		-1,50%	

La mayor diferencia respecto a las estimaciones presentadas en el informe de la empresa se da en el tipo de cambio. Mientras que el cálculo presentado considera una proyección de 5.96%, de acuerdo a las pautas proporcionadas por el MEF, el IECON maneja una estimación de -2.0% y la mediana de las encuestas de expectativas recogidas por el BCU un valor del orden del 4%.

Tomando un promedio de las proyecciones del tipo de cambio del Instituto de Economía de la UDELAR y de la encuesta del BCU esta asesoría estima que los ingresos requeridos resultarían menores en el orden de 0,56 puntos porcentuales para cubrir los egresos generales que ajustan por el dólar. Si se agrega a esos egresos el componente CAD y contratos de compra de energía, la diferencia sería del orden de 1,8 puntos porcentuales.

La proyección del IPC plantea guarismos similares a las otras fuentes consideradas.

Respecto a la situación económico financiero de la empresa a continuación se expone en un cuadro y gráficamente cifras correspondientes al resultado financiero (inc. dividendos) de la empresa UTE.

⁴ <http://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Paginas/Default.aspx>

U.T.E.
Ejecutado - (Millones de \$ c)

2012(*)											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
INGRESOS	3.298,0	3.292,2	3.552,1	3.103,9	4.931,9	4.470,8	3.657,4	3.380,1	3.072,6	3.179,5	3.299,4
Venta de bienes y servicios	3.282,7	3.284,4	3.522,4	3.098,4	3.333,3	3.091,2	3.246,1	3.361,0	3.046,5	3.157,7	3.265,7
Otros Ingresos	15,4	7,9	29,7	5,5	1.598,6	1.379,6	411,3	19,1	26,2	21,9	33,7
Transferencias del Gobierno Central	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EGRESOS	3.847,1	3.680,2	5.718,5	2.668,0	5.974,8	4.027,9	5.599,8	4.023,7	2.444,9	2.752,9	2.223,5
Corrientes	3.558,4	3.437,0	5.381,3	2.346,0	5.588,5	3.767,0	5.204,4	3.570,3	1.948,3	2.234,2	1.813,0
Remuneraciones	282,8	217,9	468,3	39,9	233,8	411,6	311,8	216,8	229,0	307,6	214,8
Compras de bienes y servicios	2.850,4	2.840,8	4.327,7	2.097,9	4.956,7	2.903,3	4.507,9	2.921,4	1.127,8	1.336,2	771,3
Intereses	10,3	0,7	38,7	23,1	18,8	102,0	11,9	0,7	61,7	22,5	15,2
Impuestos DGI	272,1	246,6	443,0	50,1	274,0	214,0	212,0	292,5	421,0	458,5	674,4
Aportes BPS	142,8	131,1	103,6	135,0	105,2	136,1	160,7	138,8	108,9	109,4	137,4
No corrientes	288,7	243,1	240,6	225,5	386,3	261,0	395,4	453,4	496,5	518,7	410,4
Inversiones	288,7	243,1	240,6	225,5	386,3	261,0	395,4	453,4	496,5	518,7	410,4
Dividendo en efectivo	0,0	0,0	96,5	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RESULTADO	-549,1	-387,9	-2.166,4	435,9	-1.043,0	442,9	-1.942,4	-643,6	627,8	426,6	1.075,9

FUENTE: OPP

(*) Cifras preliminares

Fuente: información de la página web del MEF con datos de OPP⁵.



Fuente: En base a información de la página web del MEF con datos de OPP.

El gráfico recoge las cifras en millones de dólares anuales (doce meses móviles). Se observa que luego de un período en que los resultados se mantienen con signo positivo hasta marzo de 2012, se muestran signos negativos desde esa fecha hasta el comienzo de su recuperación en octubre de ese año.

Los resultados financieros, entre otras cosas, se vinculan con la proporción de energía generada por las represas hidroeléctricas. En particular a partir de información de ADME se observa que la generación de esa fuente alcanzó en 2011 un 64% del total y

⁵

en 2012 un 55%, mientras que en 2010 era de un 84%. Esto es una de las fuentes del deterioro mostrado en las cuentas financieras en 2011 y 2012 en comparación con el 2010.

El siguiente cuadro presenta una comparación entre los ingresos proyectados en la última ocasión de ajuste tarifario (9/2012) y los ingresos requeridos para la proyección de 2013 actual.

El aumento promedio de ingresos por recaudación de ventas para 2013 debe ser de un 4,66%. Adicionando a este porcentaje el efecto que las tarifas no recogen inmediatamente en su totalidad el aumento del 1°/2/2013, estimándose que impacta en 1/3 de la recaudación en dicho mes, 2/3 en marzo y 100% a partir de abril y teniendo en cuenta que todo enero se recaudó a la tarifa hoy vigente, deben adicionarse puntos adicionales de incremento de forma que la cifra necesaria alcanza el porcentaje de 5.6% solicitado.

Proyección	miles de pesos	GWh	mil \$/Gwh	eq. miles de US\$	US\$/kWh	TC
Program. Financiero 2013 base	43.247.750	8.571	5.045,82	2.184.230	0,255	19,80
Program. Financiero 2013 con ajustes	45.262.854	8.571	5.280,93	2.286.003	0,267	19,80
				4,66%		

Este incremento posibilita la cobertura de los costos operativos y las inversiones requeridas, así como el compromiso anual con el gobierno. Dicho compromiso (superávit, impuestos y transferencias) en esta oportunidad alcanza a una cifra del orden de 400 millones de dólares.

Cabe destacar que el Programa Financiero 2013 incluye un nivel de inversiones físicas previsto de más de 420 millones de dólares.

2.1.2 Estructura Tarifaria

En lo relativo a la estructura tarifaria, UTE plantea cómo se distribuye el ajuste promedio entre las diferentes categorías tarifarias así como su fundamentación.

La distribución del ajuste promedio, propuesta por UTE se presenta en la siguiente tabla:

Categoría tarifaria	Ajuste promedio por categoría
Grandes Consumidores en 150 kV (GC5) Grandes Consumidores en 63 kV (GC4) Medianos Consumidores en 31,5 kV (MC3) Zafrales estival en 31,5 kV (Z3)	6,90%
Grandes consumidores en 31,5 kV (GC3)	6.70%
Doble Horario Residencial Doble Horario Alumbrado Público	5.90%
General Simple	4,35%
Todas las restantes tarifas	5,60%

Los criterios que utiliza la empresa para diferenciar el ajuste promedio entre las diferentes categorías tarifarias que es siguiente:

- El cumplimiento de lo establecido en el art. 74 del Reglamento de Distribución respecto a que debe ser indiferente para el usuario ser abastecido por cualquier suministrador. Esto implica que debe existir una consistencia entre los costos aplicables por redes, cargo por potencia en peajes y tarifas. Esto es aplicable, en particular para las tarifas de usuarios conectados en niveles de subtransmisión y transmisión.
- En las restantes tarifas se compara el valor de la tarifa promedio y el costo relativo promedio de cada categoría, ajustando más al alza aquellas categorías cuya tarifa promedio se encuentra más por debajo del costo relativo, y aumentando menos aquellas cuyas tarifas medias se ubican en niveles compatibles con los costos relativos.

Dichos criterios son compartidos por esta asesoría.

En lo siguiente se resumen algunos criterios específicos aplicados a los ajustes de las distintas categorías tarifarias.

Respecto de las tarifas simples:

- La Tarifa General Simple recibe un incremento menor al promedio y en particular menor al de la Tarifa Residencial Simple, a efectos de continuar según la empresa la convergencia a sus costos relativos.
- Continúan aplicándose ajustes diferenciados para el cargo por potencia contratada CPC en las tarifas General simple y Residencial simple, a efectos de tender a su igualación.
- Se continúa en la tendencia hacia la igualación de los dos primeros escalones de la Tarifa Residencial Simple, dado que la existencia de la Tarifa de Consumo Básico Residencial (TCB) contempla específicamente la situación de los usuarios con consumos básicos, haciendo innecesario mantener un primer escalón (hasta 100 kWh) con un precio menor.
- Se plantea un aumento algo mayor en el tercer escalón de la Tarifa residencial Simple a efectos de mejorar la conveniencia de la Tarifa Doble Horario.

Estos criterios se consideran razonables por esta Asesoría.

Respecto de las tarifas doble horario

Las tarifas reciben un incremento mayor a la media a efectos de corregir el precio de la energía fuera de punta, que se considera no refleja adecuadamente el costo.

De todas formas, se mantiene como objetivo no afectar mayormente la conveniencia de la adopción por los usuarios de esta tarifa. A tal efecto se propone mantener el cargo fijo sin ajuste para ambas tarifas doble horario.

Se ajusta el cargo por potencia contratada en mayor medida que el promedio para propender a igualarlo con el mismo cargo para la Tarifa Residencial Simple.

Respecto de las tarifas triple horario de baja tensión

Reciben un ajuste global igual al promedio. El componente de energía en valle recibe un mayor incremento para adecuarlo al costo de generación de mediano plazo.

Respecto de las tarifas triple horario en subtransmisión y transmisión

Para estas tarifas se plantea –como se mencionaba más arriba- el criterio de propender a la convergencia entre los cargos por potencia y los peajes oportunamente aprobados.

Ello implica:

- Pasar de cobrar un único cargo por potencia a establecer cargos por tramo horario
- Pasar de cobrar por potencia máxima medida a cobrar por potencia contratada
- Igualar precios

Asimismo se plantea la igualación de los cargos por potencia entre la tarifa GC3 y GC4, dado que los peajes reconocen iguales costos para ambas categorías.

En estas categorías también se aplica un aumento mayor al medio para el cargo por energía valle, tendiente a corregir la distorsión respecto al costo medio de la misma.

Se propone respecto al cargo por potencia la aplicación de un mínimo de 70% de la potencia contratada, como primer paso hacia el objetivo ya mencionado de aplicar el cargo por potencia sobre dicha medida. Este cambio se plantea para aplicarse a partir del 1/5/2013, previa comunicación a los clientes.

Se comparten los criterios mencionados, así como la aplicación diferida a mayo de las medidas reseñadas.

2.2) Tasas de conexión, Reconexión y Rehabilitación y UBT

Como en oportunidades anteriores el ajuste de las mencionadas tasas corresponde a la aplicación de paramétricas específicas que recogen los costos de las actividades demandadas por las mismas.

Ec. Ximena García de Soria
Gerencia de Regulación

Ec. Sergio Pérez de la Llana
Gerencia de Regulación

Anexo

Tabla Ajustes generales de tarifas eléctricas a partir del año 2008.

Fecha del ajuste	Tasa promedio de ajuste	Motivación ajuste
01/02/2008	8,0%	Incremento costo de abastecimiento de la demanda (1)
01/06/2008	8,0%	Incremento costo de abastecimiento de la demanda (2)
Total año 2008	16,6%	
01/02/2009	2,30%	Ajuste de los costos de la empresa por paramétrica en 2,33%
15/05/2009	6,50%	- Incremento en el costo de abastecimiento de la demanda debida a: aumento de costos de la energía importada y a costos fijos adicionales por uso de las instalaciones de Garabí - Necesidad de capital de trabajo adicional
01/08/2009	9,0%	Incremento en costo de abastecimiento de la demanda: por mayor costo del petróleo (componente estructural) y mayores costos por sequía prolongada (componente coyuntural)
Total en el año 2009	18,8%	
1/02/2010	-3%⁶	Rebaja tarifaria de US\$ 26 millones. Rebaja en el costo de abastecimiento. Escenario con barril de petróleo a 80 US\$/bbl.. Paramétrica de evolución de costos con aumento del 2,26%.
18/2/2011	5.55%	Evolución del costo de Abastecimiento de la Demanda y de las variables macroeconómicas que inciden en la paramétrica. Escenario con barril a 87.5 US\$/bl. Paramétrica de evolución de costos con aumento del 5,55%. Se aplican aumentos diferenciados
1/01/2012	6%	Evolución del costo de Abastecimiento de la Demanda y de las variables macroeconómicas que inciden en la paramétrica. Escenario con barril a 107.5 US\$/bl. En lo referente a la estructura tarifaria se aplican aumentos diferenciados También aumentan tasas de conexión, reconexión, rehabilitación y aumento de la UBT.

⁶ Este guarismo es estimado, la propuesta se plantea en término de ingresos (US\$ 26 millones) y no de porcentaje de rebaja.

24/09/2012	4.6%	Evolución del costo de Abastecimiento de la Demanda y de las variables macroeconómicas que inciden en la paramétrica.
Propuesta 1/02/2013	5.6%	Evolución del costo de Abastecimiento de la Demanda y de las variables macroeconómicas que inciden en la paramétrica. Escenario con barril a 110 US\$/bl. En lo referente a la estructura tarifaria se aplican aumentos diferenciados También aumentan tasas de conexión, reconexión, rehabilitación y aumento de la UBT.

Fuente: elaboración propia en base a documentación de ajustes tarifarios.

Notas:

(1) Precios del petróleo habían sido pronosticados inicialmente en 63 dólares por barril y se corrige proyección a 80 dólares por barril (WTI).

(2) Precios del petróleo habían sido pronosticados en 80 dólares por barril inicialmente y se corrige al alza a 110 dólares por barril (WTI).