



**ASESORÍA PARA LA REVISIÓN DE LAS PROPUESTAS
REGULATORIAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA
DE REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN
COLOMBIA**

INFORME FINAL

Julio E Villarreal N
Director de proyecto

Asesoría a ANDESCO

10 de julio de 2008

TABLA DE CONTENIDO

1	COSTO DE CAPITAL.....	6
1.1	Análisis de la metodología CREG para calcular el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC).....	6
1.1.1	Costo de la deuda (r_d).....	7
1.1.2	Costo del Capital Propio o Equity (r_e).....	8
1.2	Análisis del Costo de la Deuda.....	12
1.3	Análisis del Riesgo Sistemático – Beta.....	30
1.3.1	Esquemas de Regulación <i>Revenue Cap</i> y <i>Price Cap</i>	30
1.3.2	Ambiente Regulatorio Estados Unidos.....	35
1.3.3	Ambiente Regulatorio de la Transmisión en Colombia.....	37
1.3.4	Actualización de la canasta de empresas depurada por el consultor.....	39
1.3.5	Otras fuentes de Información.....	40
1.3.6	Cálculo Beta de la Canasta de Ibotsson.....	45
2	ANEXOS.....	48
	Anexo 1: Datos publicados por el profesor Damodaran. Sector Electric Utilities.....	48
	Anexo 2: Impuesto Empresas SIC 4911.....	49
	Anexo 3: Beta Canasta SIC 4911 1 año.....	51
	Anexo 4: Beta Canasta SIC 4911 2 años.....	52
	Anexo 5: Beta Canasta SIC 4911 5 años.....	53
	Anexo 6: Paridad Cambiaria.....	54
3	BIBLIOGRAFÍA.....	59
3.1	Bibliografía Complementaria Paridad Cambiaria.....	61

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Variables que modifican el Kd.....	12
Tabla 2: Cálculo Costo Deuda vía Parámetros Internacionales	14
Tabla 3: Algunas emisiones de bonos corporativos del sector real	15
Tabla 4: Inflación Estados Unidos, Colombia. Devaluación Peso Colombiano	20
Tabla 5: Comparación de los parámetros calculados con la Tasa de Créditos Preferenciales y la DTF+4%	23
Tabla 6: Tasas de corte promedio colocaciones de títulos TES "B" en pesos por subasta	24
Tabla 7: Comparación de los parámetros calculados con la Tasa de Créditos Preferenciales y la DTF+4% utilizando el valor histórico de la devaluación	26
Tabla 8: Kd con Crédito Preferencial.....	28
Tabla 9: Kd con DTF+4%	29
Tabla 10: Serie Betas Ibbotson.....	30
Tabla 11: Tabla Comparativa <i>Price Cap</i> –vs- <i>Revenue Cap</i>	34
Tabla 12: Cuadro comparativo regulación EUA y Colombia.	38
Tabla 13: Cálculo del beta para compañías en mercados similares al colombiano.....	39
Tabla 14: Betas Damodaran.	40
Tabla 15: Betas Compañías Eléctricas en el Reino Unido	42
Tabla 16: Beta ISA	43
Tabla 17: Cálculo Betas Canasta Ibbotsson	46

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	7
Ecuación 2	8
Ecuación 3	9
Ecuación 4	9
Ecuación 5	10
Ecuación 6	11
Ecuación 7	16
Ecuación 8	17
Ecuación 9	17
Ecuación 10	19
Ecuación 11: Tasa de cambio fija.....	56
Ecuación 12: Paridad de Poder Adquisitivo.....	56
Ecuación 13: Expectativas de Tasa de Cambio.....	56
Ecuación 14: Paridad Tasa de Interés.....	56

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Metodologías CREG 2002 y 2007.....	18
Ilustración 2: Devaluación vs. Diferencial de inflaciones	21
Ilustración 3: Costo de la deuda CREG	21
Ilustración 4: Crédito Preferencial vs. DTF+4%	23
Ilustración 5: Rendimientos TES	25
Ilustración 6: Kd nominal en dólares con inflación USA vs. devaluación histórica (Crédito Preferencial).....	26
Ilustración 7: Histórico Beta desapalancado de la industria eléctrica E.U.	41
Ilustración 8: Precios de la acción de ISA y el IGBC desde el 2003.....	42
Ilustración 9: Retornos ISA e IGBC desde el 2003	43
Ilustración 10: Beta de ISA – 2 años (Bloomberg).....	44
Ilustración 11: Beta de ISA – 6 años (Bloomberg).....	45
Ilustración 12: Relaciones de Paridad Internacional.....	55

1 COSTO DE CAPITAL

1.1 Análisis de la metodología CREG para calcular el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

En las Resoluciones en consulta CREG-098/2007 y CREG-001/2008, se planteó la metodología para la determinación de la tasa de retorno para las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica respectivamente. Se analizarán dichas Resoluciones por su similitud conceptual haciendo énfasis en la primera de ellas, ya que la tasa de retorno final para el negocio de transmisión se definirá a partir de lo planteado en dichas Resoluciones y es necesario identificar las fortalezas y debilidades de la metodología que ellas plantean.

En estas Resoluciones se propone la utilización de la metodología de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) tanto para la actividad de transmisión como de distribución de energía eléctrica, la cual es similar a la metodología vigente para la actividad de distribución. En la Resolución 098 se especifica que para la actividad de transmisión no se debe considerar ningún riesgo de demanda.

Desde el punto de vista conceptual se está totalmente de acuerdo con el uso de la metodología planteada del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) ya que esta es la metodología apropiada para determinar la tasa de descuento desde el punto de vista financiero. De igual forma se parte de la estimación de un costo de capital óptimo, el cual conceptualmente es el más apropiado para la regulación por incentivos, ya que se mide el costo de capital, según las fuentes de financiación óptimas y los riesgos sistemáticos de cada negocio y, al usar el WACC óptimo, se están dando las señales necesarias para que las empresas prestadoras del servicio busquen la eficiencia sin premiar o castigar a una empresa en particular.

A partir de un análisis detallado de cada uno de los parámetros y las fuentes de información que sirvieron de base para su estimación, se puede concluir lo siguiente:

1.1.1 Costo de la deuda (r_d)

Para el caso de la actividad de transmisión, en la Resolución se plantea que este costo debe ser igual al promedio de las tasas de interés reportadas mensualmente por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera de Colombia, para el “Crédito preferencial”, expresado en dólares. En esta se define la fórmula de cálculo así:

$$\text{Ecuación 1}$$
$$r_d = \left(1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\text{tasa preferenci al}_i - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}} \right) * (1 + \text{Inf}_{EU}) - 1$$

Definiendo de igual forma que se usarán los datos de los últimos 60 meses y los bancos con más del 50% de datos en este período.

Aunque este parámetro merece una sección aparte, la cual se presenta más adelante, se puede mencionar que anteriormente la CREG para su cálculo también usaba una tasa de referencia local (DTF + 4% EA), aunque ahora cambia de parámetro de referencia usando la tasa de créditos preferenciales.

Se reitera que aunque la tasa se convierta a dólares, no resulta apropiado usar tasas de referencia local cuando se está determinando la tasa a partir de parámetros internacionales y, además, se está determinando una tasa de retorno mínimo esperado por cualquier inversionista y no únicamente un inversionista local.

Tal como se concluyó en el documento de la primera fase de este estudio a Andesco “Asesoría en el cálculo y soporte de la tasa de remuneración para el negocio de la transmisión de la energía eléctrica en Colombia”, se reitera que para la determinación de la tasa se deberían usar indicadores de costo de endeudamiento internacionales, ya que esto permitirá la determinación de una tasa de descuento coherente con los parámetros utilizados para la determinación del costo del *Equity* y la relación D/E, no

sólo para el inversionista nacional, sino para cualquier otro, y se respetan los supuestos detrás del modelo de valoración de activos de capital – CAPM.

1.1.2 Costo del Capital Propio o Equity (r_e)

Para el cálculo del Costo del *Equity* la CREG propone usar el modelo CAPM. El uso de este modelo es la forma más extendida en la práctica profesional. Por lo tanto, desde el punto de vista conceptual se está de acuerdo con el uso del modelo CAPM; sin embargo, éste se podría refinar incorporando los impuestos y costos de transacción para el componente de la tasa libre de riesgo y así no violar los supuestos de este modelo.

Ecuación 2

$$r_e = r_f + \beta_l (r_m - r_f) + r_p$$

donde,

r_f : Tasa libre de riesgo

$r_m - r_f$: Prima del mercado

β_u : Beta o riesgo sistemático

r_p : Prima por riesgo país

En este punto el consultor resalta que no se incorpora el efecto de impuestos y costos de transacción ni tampoco usan la última propuesta hecha por el consultor de incorporación del riesgo país¹.

En cuanto a los parámetros para el cálculo del Costo del *Equity*, se encuentra lo siguiente:

¹ Ver el documento final de la asesoría a ANDESCO del año 2007 acerca de la tasa de retorno y Villarreal J., Córdoba M., Roa D., (2007)

1.1.2.1 Tasa libre de riesgo (r_f)

La tasa libre de riesgo se calcula como el promedio de los últimos 60 meses de los bonos de Estados Unidos a 20 años.

Ecuación 3

$$r_f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{tasa bonos USA 20 años}_i$$

La elección de los bonos del tesoro del gobierno de Estados Unidos es la apropiada ya que éstos han sido aceptados universalmente como aquéllos que tienen un riesgo *default* muy bajo.

En comparación con la metodología de cálculo anterior, la CREG toma 60 meses versus 24 meses que usaba para calcular el promedio anteriormente. En este caso se extendió el periodo de tiempo por lo cual en comparación con la ventana de cálculo anterior se está mejorando en cuanto a no capturar solamente efectos de corto plazo.

Aquí es conveniente indicar que podría ser más apropiado usar la tasa de los bonos del tesoro a 30 años, ya que esto estaría en línea con la propuesta regulatoria de extender la vida útil de los activos de transmisión; esto implicaría un costo de deuda ligeramente superior ya que la curva de rendimiento de los bonos en condiciones normales es mayor para vencimientos de largo plazo.

1.1.2.2 Prima del mercado ($r_m - r_f$)

La determinación de la prima de mercado se realiza con el promedio desde el año 1926 hasta hoy del retorno adicional del índice S&P500 respecto a los bonos del tesoro a 20 años.

Ecuación 4

$$(r_m - r_f) = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^a (r_{m,i} - r_{f,i})$$

En este aspecto se está plenamente de acuerdo, ya que lo que se pretende estimar es el retorno esperado del mercado por encima de la tasa libre de riesgo, y el mejor estimador es el promedio aritmético usando todos los datos disponibles. En este caso se está usando la misma fuente de referencia usada por el consultor en el estudio anterior respecto a tasa de retorno.

1.1.2.3 Beta (β_u)

Ecuación 5

$$\beta_l = \beta_u * \left(1 + \frac{w_d}{w_e} (1 - \tau) \right)$$

La CREG estima el Beta Desapalancado (β_u) a partir de la información publicada por Morningstar (Ibbotson) en el sector SIC 4911, tomando el promedio de los cuatro trimestres del último año calendario. Para el caso de distribución (red remunerada bajo el esquema de *Price Cap*) considera un ajuste de 0.22 a partir del trabajo de Alexander et. al. (1996) en el cual se resaltan las diferencias en el riesgo sistemático para distintos ambientes regulatorios. No se considera ningún ajuste para el caso de transmisión por corresponder a un esquema *Revenue Cap* que no enfrenta riesgos de demanda. El consultor no está de acuerdo con este último argumento ya que el esquema de regulación *Revenue Cap* es más cercano a la regulación *Price Cap*, tema que se abordará más adelante en este documento.

En este caso se puede resaltar lo siguiente en cuanto a la estimación del beta, lo cual también será profundizado en una sección posterior: La determinación del beta debe ser realizada a partir de una observación del mercado, donde se tengan empresas que operen bajo condiciones similares, no sólo de mercado sino de ámbito regulatorio, entre otros aspectos. De igual forma se debe prestar especial atención de no generalizar el sector eléctrico ya que cada sub-sector tiene sus propias características.

El hecho de partir de empresas de un país cuya regulación está principalmente dominada por *Rate of Return*, y considerar la regulación *Revenue Cap* como de riesgo comparable, implica subestimar el beta para este último esquema de regulación, tal como lo identifica el propio autor de referencia Alexander (1999) donde se clasifica el *Revenue Cap* como un régimen de incentivos de alto poder.

1.1.2.4 Prima por riesgo país (r_p)

Para el cálculo de la prima por riesgo país, la CREG propone usar el promedio mensual de los últimos 60 meses del índice EMBI+ (Emerging Markets Bond Index plus) Colombia, el cual no es más que el cálculo publicado diariamente por J.P. Morgan de la diferencia del rendimiento de los bonos globales colombianos respecto al rendimiento de los bonos del tesoro norteamericano.

Ecuación 6

$$r_p = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Embi_i$$

En este caso al usar una ventana de tiempo de 60 meses se está minimizando el riesgo de capturar efectos de corto plazo (el riesgo país actual ha subido frente al *spread* de comienzos del año 2007), y su valor esta dentro del rango estimado previamente por el consultor. En este caso, lo ideal sería usar el promedio de toda la serie de datos disponible, partiendo del argumento de lo que se pretende estimar es un valor esperado, pero el uso de 60 meses es un tiempo prudencial para no tomar efectos de corto plazo y es una mejora frente al uso de 24 meses como se realizó en el anterior periodo regulatorio de la distribución eléctrica.

1.1.2.5 Estructura de capital óptima

Se propone el uso de 60% para el Equity y 40% para la deuda, valores concordantes con los valores obtenidos por el consultor previamente a partir de referencias con el mercado.

1.2 Análisis del Costo de la Deuda

El costo de la deuda desde el punto de vista conceptual mide el costo al cual las firmas se pueden endeudar en el caso de pedir prestados recursos para la financiación de sus proyectos. Es por eso que este término es uno de los componentes del costo de capital, porque de manera general existen dos grandes fuentes de financiación: la deuda y el capital propio o *Equity*.

Entonces el costo de la deuda es simplemente la tasa que refleja el costo al que se endeuda una empresa y está determinado por las siguientes variables:

- Nivel de las tasas de interés: Las tasas de interés de referencia (Bancos Centrales) indudablemente afectan el costo de la deuda ya que un aumento de éstas implica un aumento en el costo de la deuda.
- Riesgo crediticio (*default*) de la firma: La solvencia de pago del prestatario determina la tasa de interés a la cual se puede endeudar. A mayor probabilidad de no poder cumplir con las obligaciones de deuda, o mayor riesgo *default*, mayor será el costo de la deuda.
- Ventaja de impuestos o escudo tributario: Si los intereses asociados a las obligaciones de deuda son deducibles de impuestos, tal como ocurre en el país, el costo efectivo de endeudarse debe tener en cuenta el beneficio tributario. En este caso un aumento de la tasa de impuestos generará un mayor ahorro tributario.²

Tabla 1: Variables que modifican el K_d

	<i>Efecto sobre el costo de la deuda</i>
Nivel de tasas de interés	Directamente proporcional
Riesgo crediticio	Directamente proporcional
Ventaja tributaria	Inversamente proporcional

² En el caso colombiano la existencia del sistema de renta presuntiva puede limitar el beneficio tributario de los intereses

Para el cálculo del costo de la deuda en un escenario de un costo de capital óptimo o para encontrar el costo de capital marginal simplemente se debe usar la tasa de endeudamiento que se encuentra actualmente en el mercado financiero. Por el contrario, para encontrar un costo de capital histórico deben usarse las tasas de endeudamiento históricas.

La tasa que determina el costo de la deuda (r_d) no es más que la tasa de interés que se encuentra en el mercado para las obligaciones de deuda. Los beneficios tributarios asociados a la deducción de impuestos de los gastos financieros determinan el costo de la deuda después de impuestos: $r_d(1 - \text{Tasa Impuestos})$

En la Resolución CREG-098/2007 se calcula el costo de endeudarse en función de la tasa local de créditos preferenciales. El primer comentario relevante es que el parámetro de referencia no se comprende desde el punto de vista de la tasa de endeudamiento de largo plazo a la cual se enfrentan las empresas, y por otra parte tal como lo había expresado el consultor en la *“Asesoría en el cálculo y soporte de la tasa de remuneración para el negocio de la transmisión de la energía eléctrica en Colombia”* (2007), uno de los supuestos de partida del modelo de CAPM es la eficiencia de mercado, y dado que el mercado colombiano no es eficiente es más consistente desde el ámbito teórico tomar parámetros internacionales para calcular el costo de capital óptimo.

Se reitera que el regulador realizó un cambio en la base del cálculo del costo de la deuda, el parámetro sigue siendo una variable local, y esto no concuerda con los supuestos de eficiencia de mercado enunciados por el modelo CAPM para el cálculo del WACC óptimo, siendo este último el costo de capital al que quiere llegar el regulador. Por lo tanto, para una estimación consistente con los supuestos del modelo CAPM se hace necesario estimar todos los parámetros a partir de referencias internacionales que cumplan las condiciones de un mercado eficiente, así el costo de la deuda en dólares se podría estimar a partir de una tasa de referencia internacional de largo plazo más un

costo de intermediación proporcional al riesgo crediticio³, más el riesgo país. Lo anterior refleja adecuadamente la tasa de endeudamiento que podría obtener una empresa colombiana en el exterior. A manera de ejemplo una tasa de referencia para la deuda en dólares antes de impuestos es de 11.34%, la cual se obtiene a partir de la tasa de los bonos del tesoro a 30 años adicionándole la prima por riesgo crediticio y la prima por riesgo país.

Tabla 2: Cálculo Costo Deuda vía Parámetros Internacionales

	Valor	Fuente
Tasa Bonos Tesoro Estados Unidos 30 años	4.77%	Valor a Junio 2008
Riesgo Crediticio	2.50% - 3.20%	Damodaran
Riesgo País	3.37%	Promedio EMBI
	10.64% - 11.34%	

Dado que la CREG utiliza parámetros locales para calcular el WACC, se analizará en detalle su estimación resaltando la limitación de los parámetros locales los cuales no cumplen el supuesto del CAPM de mercados eficientes.

En primera instancia, se identifica que la CREG cambió el criterio utilizado en el periodo regulatorio anterior de la distribución eléctrica, en el cual se calculaba el costo de la deuda a partir del DTF + spread (4%). En su propuesta actual toma como parámetro de referencia la tasa promedio de los créditos preferenciales, los cuales son definidos por la Superintendencia Financiera dentro de los créditos comerciales⁴ así:

Crédito Comercial: *Se definen como créditos comerciales todos los créditos distintos a los de vivienda, de consumo y micro-crédito. El crédito comercial comprende los créditos ordinario, preferencial o corporativo y el de tesorería.*

Crédito Preferencial: *Se considera que un cliente es preferencial o corporativo cuando éste posee los elementos necesarios para entrar a pactar una tasa de interés. El crédito preferencial o corporativo se define para plazos superiores a 30 días.*

³ Este debe ser por lo menos el costo de intermediación para la misma calificación de riesgo de los bonos Colombianos en moneda extranjera (BB+), ya que una empresa colombiana con calificación interna AAA, en el exterior tendrá la misma calificación de riesgo del país.

⁴ Superfinanciera (N.D.) Tasa de Interés y Desembolsos por modalidad de crédito, conceptos, disponible en www.superfinanciera.gov.co

Las grandes empresas en Colombia obtienen sus recursos de deuda vía emisiones de bonos corporativos, ya que con estas se logra generalmente un costo de deuda más favorable respecto a las tasas de interés de los intermediarios financieros. Estas emisiones pueden ser para obtención de recursos de corto plazo (capital de trabajo) o por el contrario para la financiación de largo plazo. Cabe mencionar que las tasas de corte para este tipo de emisiones se establecen en función del IPC + *spread* o la tasa DTF + *spread*; en general, las emisiones a largo plazo a tasa variable están indexadas al IPC mientras que las emisiones de corto plazo a la tasa DTF.

Tabla 3: Algunas emisiones de bonos corporativos del sector real

Emisor	Fecha	Título	Calificación	Plazo	Tasa
Emgesa	feb-06	Bonos Ordinarios	AAA	9 años	IPC + 2,40% EA
Interconexión Eléctrica – ISA	07-abr-06	Bonos Ordinarios	AAA	20 años	IPC + 4,58% EA
Almacenes Éxito	24-ago-06	Bonos Ordinarios	AAA	5 años	IPC + 4,98% EA
			AAA	7 años	IPC + 5,45% EA
Interconexión Eléctrica – ISA	21-sep-06	Bonos Ordinarios	AAA	7 años	IPC + 4,84% E.A.
Emgesa	20/02/2007	Bonos Ordinarios	AAA	10 años	IPC + 5,15% EA
Codensa	14/03/2007	Bonos Ordinarios	AAA	3 años	IPC + 4,6% E.A.
				10 años	IPC + 5,3% E.A.
Alquería	17/10/2007	Bonos con Garantía Parcial	AAA	7 años	IPC + 6,80% E.A.

FUENTE: Bolsa de Valores de Colombia

Sin embargo no todas las empresas acuden al mercado local de capitales dados los requisitos de emisión y los altos costos de transacción relativos para bajos montos de endeudamiento, acudiendo entonces a los intermediarios del mercado financiero para la obtención de sus fuentes de financiación tanto de corto como de largo plazo.

Si se analiza la definición de créditos comerciales, estos son fundamentalmente créditos de corto plazo y aunque los créditos preferenciales deben tener un plazo mayor a 30 días

estos generalmente son créditos de corto plazo. En el mercado los créditos de largo plazo normalmente están indexados a la tasa de referencia DTF, parámetro usado por el regulador en el periodo regulatorio anterior. Por esta razón el cambio del parámetro de referencia a la tasa de los créditos preferenciales **puede subestimar** el costo de endeudamiento ya que en condiciones normales las tasas de corto plazo son menores que las tasas de largo plazo.

De acuerdo con la *Ecuación 1*, la fórmula propuesta por la CREG, para el cálculo del costo de la deuda es la siguiente:

$$r_d = \left(1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\text{tasa preferencial}_i - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}} \right) * (1 + \text{Inf}_{EU}) - 1$$

Lo primero es entender la fórmula en cada uno de sus componentes para así poder tener más elementos de juicio para su análisis.

$$r_d = \left(1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\text{tasa preferencial}_i - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}} \right) * (1 + \text{Inf}_{EU}) - 1$$

El componente fundamental del costo de la deuda está definido por el promedio de las tasas reales históricas en pesos de los créditos preferenciales.

Ecuación 7

$$\text{tasa preferencial}_{reali} = \frac{\text{tasa preferencial}_{corrientei} - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}}$$

$$\text{Tasa Real Promedio } \$ = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\text{tasa preferencial}_i - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}}$$

$$\text{Tasa Real Promedio } \$ = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{tasa preferencial}_{reali}$$

Conceptualmente el siguiente paso consiste en obtener, a partir de una tasa real, una tasa nominal o corriente en dólares para encontrar el WACC nominal. La CREG usa el siguiente procedimiento implícito en su fórmula:

- Tasa nominal en pesos con inflación proyectada ($Inf_{\$}$)

$$\text{Ecuación 8}$$

$$(1 + i_{NOM\$}) = (1 + \overline{i_{REAL\$}})(1 + Inf_{\$})$$

- Tasa nominal en dólares

$$\text{Ecuación 9}$$

$$(1 + i_{NOMUSD}) = \frac{(1 + i_{NOM\$})}{(1 + dev)}$$

- Devaluación definida a partir del diferencial de inflaciones

$$(1 + i_{NOMUSD}) = (1 + i_{NOM\$}) \frac{(1 + Inf_{EU})}{(1 + Inf_{\$})}$$

$$(1 + i_{NOMUSD}) = (1 + \overline{i_{REAL\$}})(1 + Inf_{\$}) \frac{(1 + Inf_{EU})}{(1 + Inf_{\$})}$$

$$(1 + i_{NOMUSD}) = (1 + \overline{i_{REAL\$}}) \cancel{(1 + Inf_{\$})} \frac{(1 + Inf_{EU})}{\cancel{(1 + Inf_{\$})}}$$

$$i_{NOMUSD} = (1 + \overline{i_{REAL\$}})(1 + Inf_{EU}) - 1$$

En resumen el tratamiento del costo de la deuda consiste en los siguientes pasos reflejados en la fórmula propuesta por la CREG y heredados de la metodología expuesta en el 2002:

1. Encontrar un promedio de las tasas reales con base en una tasa de referencia local.

2. Pasar la tasa a pesos corrientes con inflación proyectada (este paso no se refleja de manera explícita en la fórmula final por la definición de devaluación lo cual hace que se cancele este parámetro).
3. Convertir la tasa a dólares corrientes asumiendo que la devaluación está definida por el diferencial de inflaciones proyectadas.

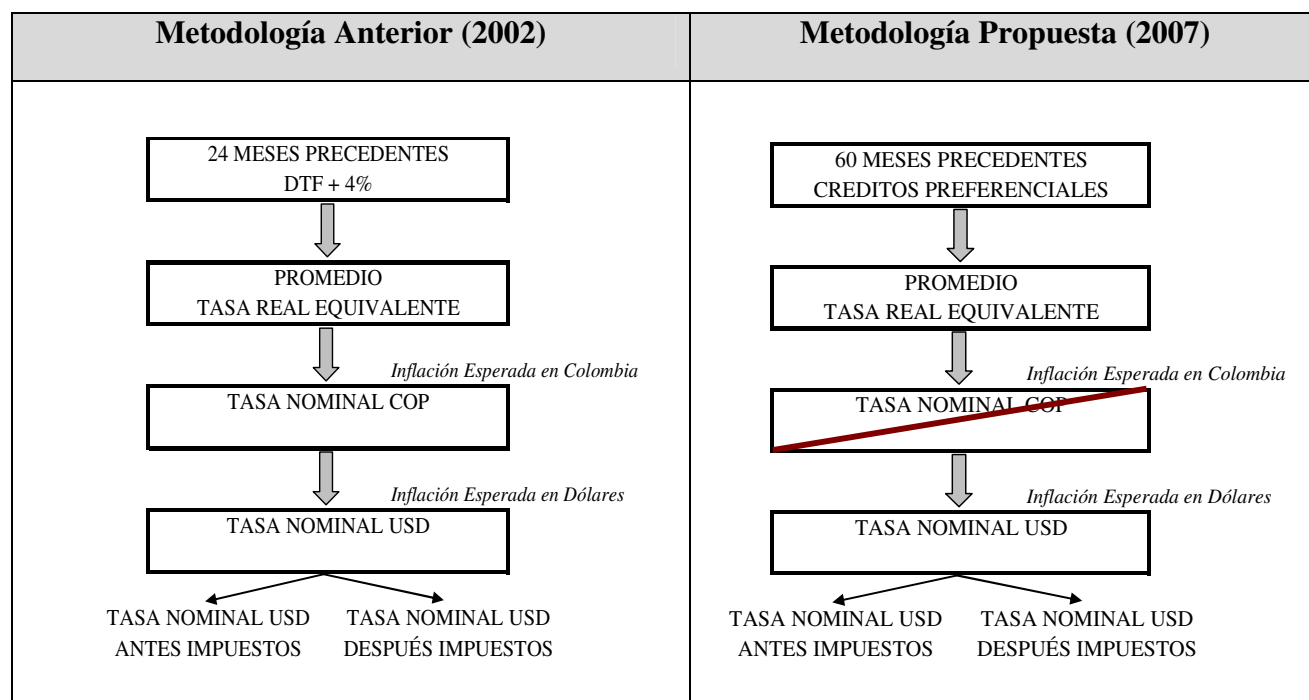


Ilustración 1: Metodologías CREG 2002 y 2007

Aunque matemáticamente la fórmula propuesta por la CREG es correcta, esta tiene serios problemas de consistencia.

El primero de ellos y el fundamental tiene que ver con el último supuesto que usa la CREG para igualar la tasa en dólares a la tasa en pesos, ya que la CREG llega al valor de WACC real antes de impuestos en dólares, por definición de paridad cambiaria dólar- peso y asume que este es el mismo valor en pesos. En este punto el consultor toma la definición de paridad cambiaria en su sentido estricto (Ver Anexo 6 del informe para tener claridad acerca del tema).

Ecuación 10

$$WACC_{REALai} = \frac{(WACC_{ai} - Inf_{EU})}{(1 + Inf_{EU})}$$

Si se es consistente con el supuesto de paridad cambiaria, no sería necesario encontrar una tasa real en pesos ya que solo en el caso de asumir paridad cambiaria peso-dólar la tasa nominal en pesos sería la misma tasa en dólares, pero claro está si no se asume paridad cambiaria la tasa en pesos está determinada por la devaluación y la respectiva tasa en dólares. En conclusión no es necesario realizar el cambio a pesos reales en el cálculo del costo de la deuda si al calcular el WACC final se asume paridad cambiaria.

Lo anterior no tiene sentido con el cálculo realizado del costo de la deuda, ya que si se va a asumir paridad cambiaria esta cubriría de igual forma el costo de la deuda y resulta irrelevante realizar el cambio a pesos reales y posteriormente a términos nominales en dólares (*Ecuación 1*).

Estos pasos intermedios de partir de tasas nominales históricas en pesos, convertirlas a tasas reales con inflación histórica y luego a dólares corrientes o nominales con inflaciones proyectadas lo que está haciendo es llegar a un costo de deuda antes de impuestos que no es coherente con las tasas de endeudamiento que se encuentran en el mercado. **En resumen, no sería necesaria ninguna conversión si el supuesto de paridad cambiaria es asumido en sentido estricto** y simplemente se debería tomar el promedio de las tasas de referencia y no realizar ningún tipo de conversión, reiterando que **también hay problemas en la escogencia de los créditos preferenciales como referencia del costo de endeudarse en el largo plazo.**

Ahora después de mencionar la inconsistencia en la aplicación del concepto de paridad cambiaria para el costo de la deuda, si se analiza la fórmula, en esta se asume que la devaluación esta únicamente definida por el diferencial de inflaciones, lo cual es una simplificación muy grande ya que la devaluación no solamente está afectada por el diferencial de inflaciones sino por múltiples factores macroeconómicos, de política monetaria y cambiaria que implican que esta relación sea una aproximación, que como

ha sucedido en los últimos años no se cumpla. Esta inconsistencia es consecuencia de la falta de coherencia en la aplicación del supuesto de paridad cambiaria.

Por otra parte surge una pregunta adicional, a partir del uso de datos históricos como inflaciones y tasas históricas e inflación proyectada de Estados Unidos, ya que la utilizada en este cálculo corresponde a una proyección de la misma. Utilizar una expectativa o proyección para la inflación de Estados Unidos no es coherente con el uso de datos históricos para la tasa preferencial local y la inflación colombiana. La inflación histórica de Estados Unidos es una variable observable, esperando entonces el uso del mismo tipo de información para los tres parámetros. De igual forma dado que lo que se pretende es pasar esta tasa real a términos nominales en dólares por qué no usar la devaluación conocida; esto es, la histórica, para la misma ventana de análisis. Estas diferencias de cálculo son relevantes en la determinación del costo de la deuda tal como se mostrará más adelante por el consultor.

Tabla 4: Inflación Estados Unidos, Colombia. Devaluación Peso Colombiano

	CPI USA	IPC COL	Inf USA	Inf COL	$\frac{(1 + \text{Inf COL})}{(1 + \text{Inf USA})} - 1$	TRM Fin año	Devaluación
2000	174.00	118.79				2,229.18	
2001	176.70	127.87	1.55%	7.65%	6.00%	2,291.18	2.78%
2002	180.90	136.81	2.38%	6.99%	4.51%	2,864.79	25.04%
2003	184.30	145.69	1.88%	6.49%	4.53%	2,778.21	-3.02%
2004	190.30	153.70	3.26%	5.50%	2.17%	2,389.75	-13.98%
2005	196.80	161.16	3.42%	4.85%	1.39%	2,284.22	-4.42%
2006	201.80	168.38	2.54%	4.48%	1.89%	2,238.79	-1.99%
2007	210.04	177.97	4.08%	5.69%	1.55%	2,014.76	-10.01%

FUENTE: US Bureau of Labor Statistics, DANE, Banco de la República

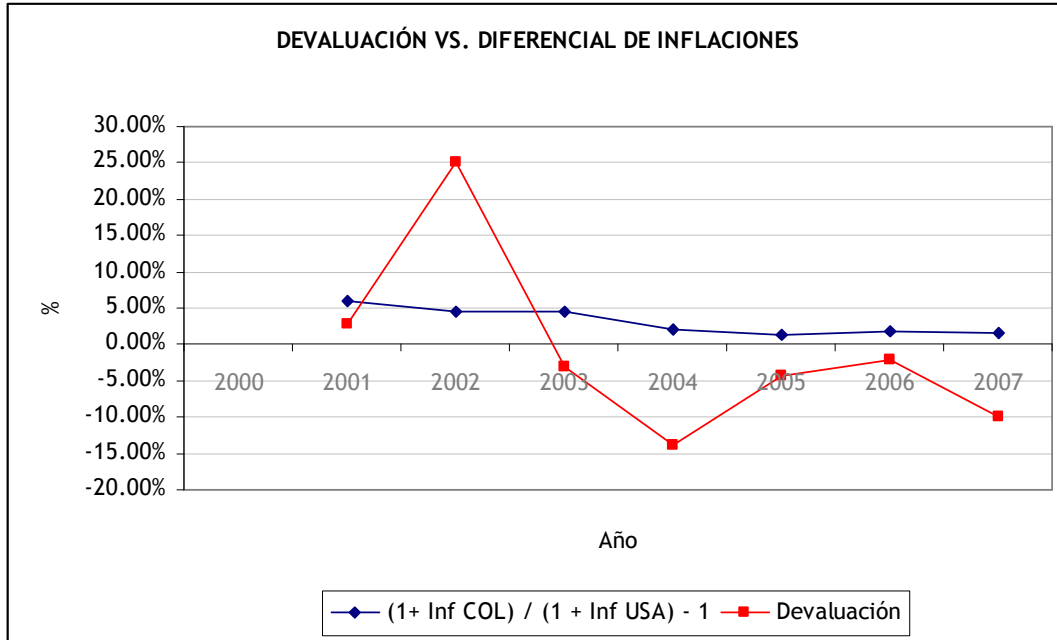


Ilustración 2: Devaluación vs. Diferencial de inflaciones
 FUENTE: Cálculos del consultor

También vale resaltar que los resultados obtenidos para el costo de la deuda por la CREG no son consistentes con la realidad, lo cual se explica mediante el análisis de la siguiente gráfica.

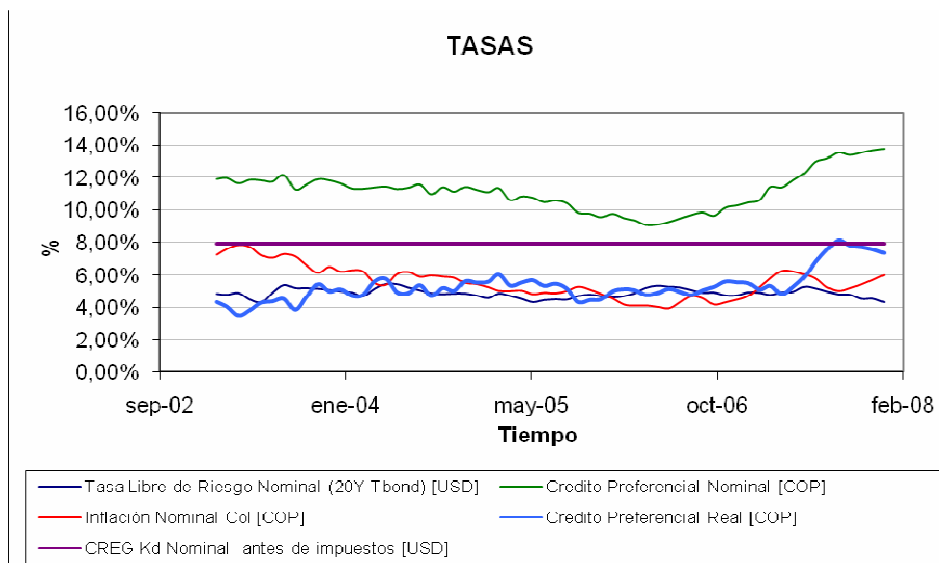


Ilustración 3: Costo de la deuda CREG

El costo nominal de la deuda en dólares calculado por la CREG para la actividad de transmisión eléctrica es de 7,96% y 5,33%⁵, antes y después de impuestos, respectivamente (*Tabla 5*), que bajo el supuesto de paridad cambiaria en sentido estricto también es el costo de la deuda nominal en pesos (Ver Anexo 6).

De la gráfica anterior se observa que el costo de la deuda después de impuestos calculado por la CREG se comporta de manera muy similar a la tasa libre de riesgo y a la inflación en Colombia, lo cual indica que las compañías se pueden endeudar a la misma tasa libre de riesgo, lo cual en la práctica no se cumple por la existencia de costos de transacción y riesgo crediticio (Enfoque tradicional del WACC). Por su parte, es contra-intuitivo que si la tasa de referencia para la deuda es la tasa de créditos preferenciales, ésta se encuentre por encima del costo de la deuda antes de impuestos. Si se tomó de referencia la tasa preferencial, el costo de la deuda calculado debería comportarse de manera similar, de hecho se esperaría tomar el promedio de esta tasa como la mejor estimación del costo de la deuda antes de impuestos, sin necesidad de hacer ningún tipo de conversión real-nominal-dólares puesto que un supuesto fundamental de la CREG es Paridad Cambiaria (ver Anexo 6) y todos los demás parámetros están en nominales. O si se mantiene la aproximación de encontrar una tasa real en pesos, encontrar la tasa equivalente en dólares con la devaluación histórica y no asumir que esta está determinada solamente por el diferencial de inflaciones.

Estimar un costo de deuda igual a la tasa libre de riesgo es un supuesto muy grueso, bajo ninguna circunstancia las tasas de interés en la economía colombiana se han comportado igual que la tasa libre de riesgo, por esta razón la estimación del costo de la deuda propuesto por la CREG resulta inconsistente con la realidad. (Ver Anexo 6)

A manera de comparación se calculó el costo de la deuda con la metodología propuesta usando tanto las tasas de créditos preferenciales como DTF + 4% (el anterior parámetro

⁵ Datos actualizados a primer trimestre 2008 frente a los calculados en el documento CREG D-081 de 2007 anexo a la Res CREG-098/07

de referencia de la CREG para distribución eléctrica). El horizonte de tiempo es desde febrero de 2003 hasta enero de 2008.

Tabla 5: Comparación de los parámetros calculados con la Tasa de Créditos Preferenciales y la DTF+4%

	Créditos Preferenciales	DTF+4%
Promedio Tasas Nominales (\$)	11.19%	11.38%
Promedio Tasas Reales (\$)	5.33%	5.51%
Kd CREG	7.96%	8.15%
Kd(1-T) CREG	5.33%	5.46%

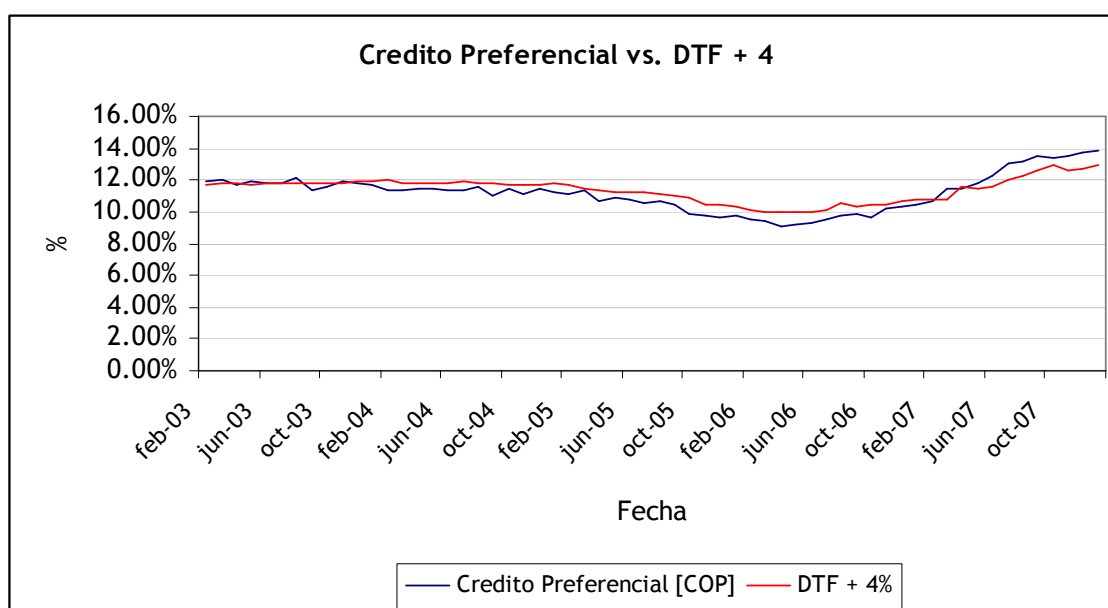


Ilustración 4: Crédito Preferencial vs. DTF+4%

En este cálculo se aprecia que la diferencia entre el promedio de los créditos preferenciales y DTF + 4% no es sustancial, sin embargo el costo de la deuda si es mayor usando la tasa DTF + *spread* como referencia. Es conveniente mencionar que actualmente una tasa DTF + 5% ó 6% es una buena tasa de referencia por las crecientes tasas de interés.

Para tener otro parámetro de referencia, a continuación se presenta la tasa nominal promedio de corte de las emisiones de largo plazo (mayores a 1 año) de los títulos de tesorería TES clase B en pesos desde el año 2003; el promedio de estas es superior al

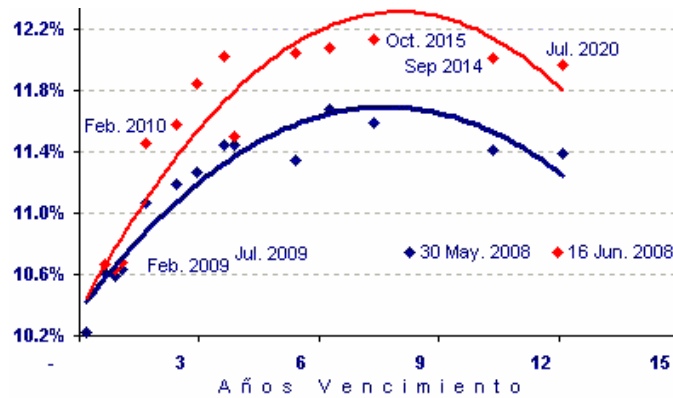
costo de la deuda antes y después de impuestos calculado a partir de la metodología propuesta por la CREG, resultado que no tiene sentido conceptual ya que indicaría que las compañías privadas se podrían endeudar a una tasa menor a la del Gobierno colombiano.

Tabla 6: Tasas de corte promedio colocaciones de títulos TES "B" en pesos por subasta

FECHA EMISIÓN	TASA DE CORTE PROMEDIO	PLAZO
ene-03	9.69%	1 año
may-03	10.76%	2 años
may-03	9.34%	2 años
jun-03	9.12%	1 año
sep-03	8.80%	2 años
nov-03	12.81%	4 años
nov-03	10.95%	4 años
feb-04	11.86%	6 años
abr-04	7.13%	2 años
jul-04	9.80%	5 años
sep-04	10.05%	10 años
abr-05	7.60%	3 años
jul-05	9.63%	15 años
oct-05	9.97%	10 años
nov-05	9.16%	5 años
may-06	10.00%	3 años
jun-06	8.73%	2 años
sep-06	7.59%	1 año
oct-07	11.25%	11 años
nov-07	11.17%	6 años
PROMEDIO	9.77%	

FUENTE: Banco de la República

Aunque en la tabla anterior se muestran valores para distintos vencimientos, estas son tasas de emisiones en pesos y se puede considerar como una cota mínima de referencia para el endeudamiento con plazos superiores a un año. A manera de comparación se muestra la curva de rendimientos de los TES en pesos para el día 16 de junio y se aprecia claramente como la tasa para los TES con vencimiento en el 2018 es de 12.02% nominal en pesos.



TES	Cierre 30 May. 2008	Cierre 16 Jun. 2008
Agosto 2008	10.222%	10.18%
Febrero 2009	10.612%	10.67%
Mayo 2009	10.586%	10.64%
Julio 2009	10.639%	10.68%
Febrero 2010	11.067%	11.46%
Noviembre 2010	11.195%	11.58%
Mayo 2011	11.270%	11.85%
Enero 2012	11.450%	12.03%
Abril 2012	11.450%	11.50%
Noviembre 2013	11.345%	12.05%
Septiembre 2014	11.684%	12.08%
Octubre 2015	11.591%	12.14%
Octubre 2018	11.411%	12.02%
Julio 2020	11.387%	11.98%

Ilustración 5: Rendimientos TES
FUENTE: Grupo Aval

Para finalizar también se estimó el costo de la deuda nominal en dólares usando la inflación histórica de Estados Unidos (siguiendo la fórmula de cálculo del regulador en donde la devaluación es el diferencial de inflaciones) así:

$$r_d = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\left(1 + \frac{\text{tasa preferencial}_i - \text{Inf}_{C,i}}{1 + \text{Inf}_{C,i}} \right) (1 + \text{Inf}_{EU,i}) - 1 \right)$$

También usando la devaluación histórica y no el diferencial de inflaciones, para ser consistente con el horizonte de tiempo usado y no asumir que la devaluación está determinada solamente por el diferencial de inflaciones así:

$$r_d = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left((1 + \text{tasa preferencial}_i) \frac{1}{(1 + dev_i)} - 1 \right)$$

En ambos casos se usó tanto la tasa del crédito preferencial como DTF + 4% a manera comparativa.

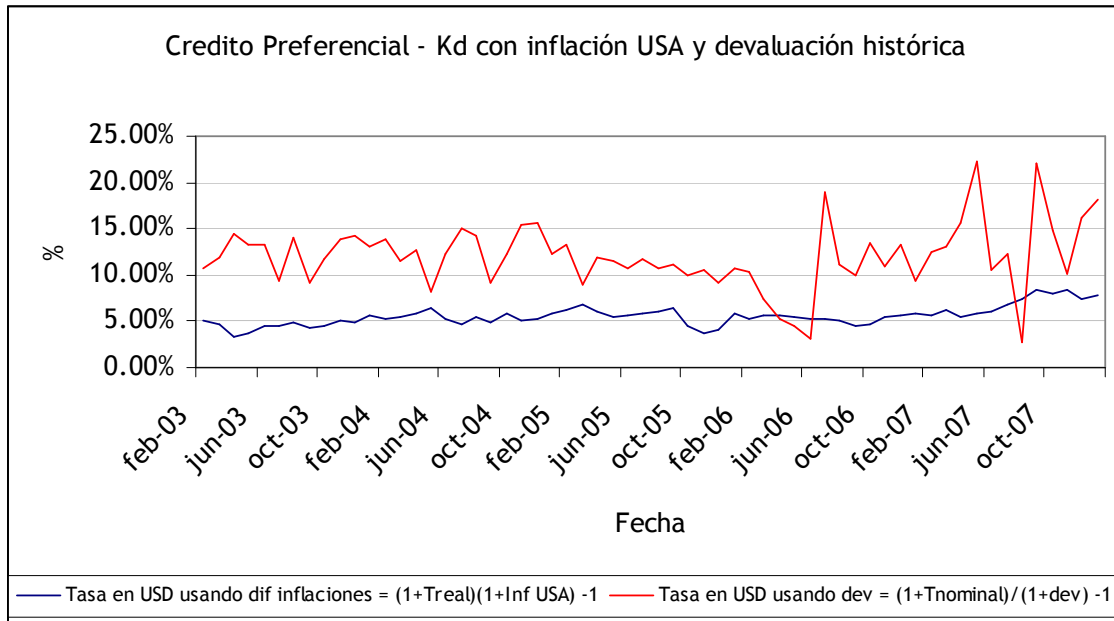


Ilustración 6: Kd nominal en dólares con inflación USA vs. devaluación histórica (Crédito Preferencial)

Tabla 7: Comparación de los parámetros calculados con la Tasa de Créditos Preferenciales y la DTF+4% utilizando el valor histórico de la devaluación

	Créditos Preferenciales	DTF+4%
Promedio Tasas Nominales	11.19%	11.38%
Kd diferencia inflaciones histórica	5.59%	5.78%
Kd devaluación histórica	12.01%	12.20%

Analizando los resultados se aprecia como el supuesto de que la devaluación está solamente determinada por el diferencial de inflaciones conlleva a la obtención de costos de deuda que no coinciden con la realidad del mercado, por otra parte usando la devaluación histórica se obtienen resultados cercanos al promedio de las tasas nominales o corrientes.

Como conclusiones finales del tema del costo de la deuda se pueden enumerar las siguientes:

- La tasa conceptualmente correcta se debería estimar a partir de una referencia internacional (tasa base de referencia internacional + costo de intermediación + riesgo país) sin necesidad de realizar ningún tipo de conversión de tasas. Este valor es de 11.34% en dólares.
- Si se usa una tasa de referencia local se debe tener en cuenta una que refleje el costo de deuda de largo plazo. La tasa de créditos preferenciales es fundamentalmente de corto plazo. Aquí se propone usar DTF + Spread (4% o 5%).
- Si se usa el supuesto de paridad cambiaria en sentido estricto (Ver anexo 6) para justificar el uso de una tasa de referencia local, no se debe hacer ninguna conversión al costo de la deuda de referencia. En consecuencia, con el supuesto de paridad cambiaria en sentido estricto la tasa debiera ser 11.19% si se usan créditos preferenciales, ó 11.38% para una tasa de DTF + 4% (Ver tablas 8 y 9).
- En caso de no asumirse paridad cambiaria, el supuesto de que la devaluación está determinada únicamente por la diferencia (relación) de inflaciones es una simplificación extrema de las complejas relaciones macroeconómicas. Si se parte de una tasa real en pesos, la forma correcta de pasarla a una tasa en dólares equivalente es con la devaluación histórica. En caso de mantener las múltiples conversiones de tasas, se debe usar la devaluación histórica. En consecuencia, la tasa de deuda sería del 12.01% para preferencial ó de 12.20% para DTF+4% (Ver tablas 8 y 9).
- El resultado del costo de la deuda antes de impuestos debe ser coherente con el costo actual al que las compañías eléctricas pueden endeudarse para obtener financiación de largo plazo, incluso no es conceptualmente posible que una compañía o la industria se endeude sistemáticamente a un costo menor al del Estado (TES).

Tabla 8: Kd con Crédito Preferencial

	Credito Preferencial [COP]	Inflación Col	Tasa Real = $(TP - Inf)/(1+Inf)$	Inflación USA	Devaluación	Tasa en USD usando dif inflaciones = $(1+Treal)(1+Inf USA) - 1$	Tasa en USD usando dev = $(1+Tnominal)(1+dev) - 1$
feb-03	11.93%	7.24%	4.37%	0.77%	1.02%	5.17%	10.79%
mar-03	11.99%	7.60%	4.07%	0.60%	0.07%	4.70%	11.91%
abr-03	11.66%	7.85%	3.54%	-0.22%	-2.38%	3.31%	14.39%
may-03	11.88%	7.73%	3.85%	-0.16%	-1.19%	3.68%	13.23%
jun-03	11.85%	7.22%	4.32%	0.11%	-1.26%	4.43%	13.28%
jul-03	11.76%	7.05%	4.41%	0.11%	2.24%	4.52%	9.32%
ago-03	12.18%	7.28%	4.57%	0.38%	-1.65%	4.96%	14.06%
sep-03	11.30%	7.13%	3.89%	0.33%	1.99%	4.23%	9.12%
oct-03	11.60%	6.60%	4.69%	-0.11%	-0.18%	4.57%	11.80%
nov-03	11.92%	6.14%	5.44%	-0.27%	-1.67%	5.15%	13.82%
dic-03	11.85%	6.50%	5.02%	-0.11%	-2.04%	4.91%	14.18%
ene-04	11.66%	6.21%	5.13%	0.49%	-1.29%	5.65%	13.11%
feb-04	11.36%	6.30%	4.75%	0.54%	-2.19%	5.32%	13.85%
mar-04	11.34%	6.23%	4.81%	0.64%	-0.16%	5.49%	11.52%
abr-04	11.42%	5.50%	5.61%	0.32%	-1.16%	5.95%	12.73%
may-04	11.48%	5.39%	5.78%	0.59%	2.94%	6.39%	8.29%
jun-04	11.32%	6.07%	4.95%	0.32%	-0.93%	5.28%	12.37%
jul-04	11.40%	6.19%	4.91%	-0.16%	-3.23%	4.74%	15.12%
ago-04	11.60%	5.90%	5.38%	0.05%	-2.34%	5.44%	14.26%
sep-04	11.01%	5.98%	4.74%	0.21%	1.71%	4.97%	9.14%
oct-04	11.43%	5.91%	5.22%	0.53%	-0.77%	5.77%	12.29%
nov-04	11.17%	5.83%	5.04%	0.05%	-3.73%	5.10%	15.47%
dic-04	11.45%	5.51%	5.63%	-0.37%	-3.60%	5.25%	15.62%
ene-05	11.27%	5.43%	5.54%	0.21%	-0.92%	5.76%	12.31%
feb-05	11.14%	5.24%	5.60%	0.58%	-1.86%	6.21%	13.24%
mar-05	11.38%	5.03%	6.05%	0.78%	2.27%	6.88%	8.91%
abr-05	10.64%	5.00%	5.36%	0.67%	-1.18%	6.07%	11.96%
may-05	10.86%	5.04%	5.55%	-0.10%	-0.66%	5.44%	11.60%
jun-05	10.79%	4.83%	5.69%	0.05%	-0.04%	5.74%	10.83%
jul-05	10.51%	4.91%	5.34%	0.46%	-1.00%	5.83%	11.63%
ago-05	10.62%	4.88%	5.47%	0.51%	-0.18%	6.01%	10.82%
sep-05	10.43%	5.02%	5.16%	1.22%	-0.64%	6.44%	11.14%
oct-05	9.86%	5.27%	4.37%	0.20%	0.00%	4.58%	9.87%
nov-05	9.81%	5.09%	4.49%	-0.80%	-0.68%	3.65%	10.56%
dic-05	9.60%	4.85%	4.53%	-0.40%	0.45%	4.11%	9.11%
ene-06	9.81%	4.56%	5.02%	0.76%	-0.81%	5.82%	10.71%
feb-06	9.55%	4.18%	5.14%	0.20%	-0.81%	5.36%	10.44%
mar-06	9.40%	4.11%	5.08%	0.55%	1.90%	5.66%	7.36%
abr-06	9.12%	4.12%	4.80%	0.85%	3.71%	5.69%	5.21%
may-06	9.14%	4.04%	4.90%	0.50%	4.52%	5.42%	4.42%
jun-06	9.30%	3.94%	5.16%	0.20%	6.07%	5.37%	3.04%
jul-06	9.51%	4.31%	4.99%	0.30%	-7.87%	5.30%	18.86%
ago-06	9.74%	4.72%	4.80%	0.20%	-1.21%	5.00%	11.08%
sep-06	9.88%	4.57%	5.08%	-0.49%	-0.10%	4.56%	9.99%
oct-06	9.69%	4.18%	5.28%	-0.54%	-3.30%	4.71%	13.43%
nov-06	10.17%	4.32%	5.61%	-0.15%	-0.65%	5.45%	10.89%
dic-06	10.30%	4.49%	5.56%	0.15%	-2.68%	5.72%	13.34%
ene-07	10.49%	4.73%	5.50%	0.31%	0.93%	5.83%	9.47%
feb-07	10.65%	5.26%	5.12%	0.53%	-1.58%	5.68%	12.42%
mar-07	11.44%	5.79%	5.34%	0.91%	-1.52%	6.30%	13.16%
abr-07	11.42%	6.26%	4.85%	0.65%	-3.64%	5.54%	15.63%
may-07	11.85%	6.23%	5.28%	0.61%	-8.53%	5.93%	22.28%
jun-07	12.30%	6.04%	5.90%	0.19%	1.55%	6.11%	10.58%
jul-07	13.00%	5.79%	6.82%	-0.02%	0.57%	6.79%	12.36%
ago-07	13.20%	5.24%	7.56%	-0.18%	10.21%	7.37%	2.71%
sep-07	13.56%	5.02%	8.13%	0.27%	-6.90%	8.43%	21.98%
oct-07	13.40%	5.18%	7.82%	0.22%	-1.17%	8.05%	14.75%
nov-07	13.55%	5.42%	7.72%	0.59%	3.05%	8.35%	10.19%
dic-07	13.70%	5.69%	7.58%	-0.07%	-2.22%	7.50%	16.28%
ene-08	13.79%	6.00%	7.35%	0.50%	-3.73%	7.88%	18.20%
PROMEDIO	11.19%		5.33%			5.59%	12.01%

Tabla 9: Kd con DTF+4%

	<i>DTF</i>	<i>DTF + 4%</i>	<i>Tasa Real</i>	<i>Tasa en USD usando dif inflaciones = (1+Treal)(1+Inf USA) -1</i>	<i>Tasa en USD usando dev = (1+Tnominal)/(1+dev) -1</i>
feb-03	7.68%	11.68%	4.14%	4.94%	10.55%
mar-03	7.77%	11.77%	3.87%	4.50%	11.70%
abr-03	7.76%	11.76%	3.63%	3.40%	14.49%
may-03	7.72%	11.72%	3.70%	3.53%	13.07%
jun-03	7.79%	11.79%	4.27%	4.38%	13.22%
jul-03	7.77%	11.77%	4.41%	4.53%	9.32%
ago-03	7.82%	11.82%	4.23%	4.63%	13.69%
sep-03	7.83%	11.83%	4.39%	4.73%	9.65%
oct-03	7.80%	11.80%	4.88%	4.77%	12.00%
nov-03	7.82%	11.82%	5.35%	5.06%	13.72%
dic-03	7.93%	11.93%	5.10%	4.98%	14.26%
ene-04	7.95%	11.95%	5.41%	5.92%	13.41%
feb-04	7.98%	11.98%	5.34%	5.91%	14.49%
mar-04	7.85%	11.85%	5.29%	5.97%	12.02%
abr-04	7.80%	11.80%	5.97%	6.31%	13.12%
may-04	7.84%	11.84%	6.12%	6.74%	8.64%
jun-04	7.81%	11.81%	5.41%	5.74%	12.86%
jul-04	7.86%	11.86%	5.34%	5.17%	15.59%
ago-04	7.83%	11.83%	5.60%	5.66%	14.50%
sep-04	7.76%	11.76%	5.45%	5.68%	9.88%
oct-04	7.74%	11.74%	5.51%	6.06%	12.61%
nov-04	7.68%	11.68%	5.53%	5.58%	16.01%
dic-04	7.67%	11.67%	5.84%	5.45%	15.85%
ene-05	7.76%	11.76%	6.00%	6.22%	12.80%
feb-05	7.67%	11.67%	6.11%	6.72%	13.78%
mar-05	7.41%	11.41%	6.08%	6.91%	8.94%
abr-05	7.34%	11.34%	6.03%	6.75%	12.68%
may-05	7.29%	11.29%	5.95%	5.84%	12.03%
jun-05	7.18%	11.18%	6.06%	6.11%	11.23%
jul-05	7.18%	11.18%	5.98%	6.47%	12.30%
ago-05	7.10%	11.10%	5.93%	6.47%	11.30%
sep-05	6.99%	10.99%	5.69%	6.98%	11.70%
oct-05	6.84%	10.84%	5.29%	5.51%	10.84%
nov-05	6.46%	10.46%	5.11%	4.27%	11.21%
dic-05	6.41%	10.41%	5.30%	4.88%	9.92%
ene-06	6.30%	10.30%	5.49%	6.30%	11.20%
feb-06	6.14%	10.14%	5.72%	5.93%	11.04%
mar-06	6.01%	10.01%	5.66%	6.25%	7.96%
abr-06	5.97%	9.97%	5.62%	6.51%	6.03%
may-06	5.93%	9.93%	5.66%	6.19%	5.17%
jun-06	5.97%	9.97%	5.81%	6.01%	3.68%
jul-06	6.12%	10.12%	5.57%	5.88%	19.52%
ago-06	6.51%	10.51%	5.53%	5.74%	11.86%
sep-06	6.37%	10.37%	5.55%	5.03%	10.48%
oct-06	6.42%	10.42%	5.98%	5.41%	14.18%
nov-06	6.42%	10.42%	5.85%	5.69%	11.14%
dic-06	6.68%	10.68%	5.93%	6.08%	13.73%
ene-07	6.75%	10.75%	5.75%	6.08%	9.72%
feb-07	6.81%	10.81%	5.28%	5.84%	12.58%
mar-07	6.80%	10.80%	4.74%	5.69%	12.51%
abr-07	7.52%	11.52%	4.95%	5.63%	15.73%
may-07	7.45%	11.45%	4.91%	5.55%	21.84%
jun-07	7.61%	11.61%	5.25%	5.45%	9.90%
jul-07	8.02%	12.02%	5.89%	5.87%	11.38%
ago-07	8.29%	12.29%	6.70%	6.50%	1.88%
sep-07	8.54%	12.54%	7.16%	7.45%	20.88%
oct-07	8.89%	12.89%	7.33%	7.56%	14.23%
nov-07	8.59%	12.59%	6.80%	7.44%	9.26%
dic-07	8.67%	12.67%	6.60%	6.53%	15.22%
ene-08	8.98%	12.98%	6.59%	7.12%	17.36%
PROMEDIO		11.38%	5.51%	5.78%	12.20%

1.3 Análisis del Riesgo Sistemático – Beta

El Beta Desapalancado (β_u) propuesto por la CREG es tomado de la información publicada por Morningstar (Ibbotson) del sector SIC 4911. A continuación se observa la serie de Betas Ibbotson, de la cual la CREG extrajo los datos de los tres últimos trimestres del 2007 para estimar el Beta Desapalancado para las actividades de transmisión y distribución eléctrica en Colombia como el promedio de los tres datos:

Tabla 10: Serie Betas Ibbotson.

Unlevered Betas								
	Q3 2006	Q4 2006	Q1 2007	Q2 2007	Q3 2007	Promedio muestra	Promedio últimos 4 Q	Debt/ Assets
Median	0,28	0,33	0,33	0,40	0,28	0,32		50,21%
SIC Composite	0,37	0,42	0,40	0,41	0,26	0,37	0,36	45,37%
Large Composite	0,25	0,28	0,36	0,41	0,25	0,31		37,91%
Small Composite	0,24	0,27	0,27	0,41	0,26	0,29		42,58%
								44,02%

El Beta publicado para el tercer trimestre del 2007 es considerablemente bajo respecto a los valores históricos observados en la misma serie, desde ningún punto de vista se puede explicar un cambio en el Beta de esta magnitud en tan solo un periodo de tres meses.

1.3.1 Esquemas de Regulación *Revenue Cap* y *Price Cap*

La regulación por Tasa de Retorno o *Rate of Return* y la regulación por precio máximo o *Price Cap* son los dos extremos de un espectro de posibles tipos de regulación económica los cuales indudablemente determinan la tasa de rendimiento que obtendrán las empresas reguladas.

En el esquema de *Rate of Return* el regulador establece una tasa de retorno sobre el capital invertido. Usualmente esta tasa de retorno permitida es igual al costo de capital. En un mundo bajo competencia perfecta, donde todas las firmas no reguladas obtienen como ganancia solamente su costo de capital, la anterior es una adecuada aproximación.

Sin embargo en un mundo donde no hay competencia perfecta, las firmas no reguladas pueden obtener en promedio retornos superiores (la función de maximización de valor de la gerencia implica la búsqueda permanente de proyectos que generen valor, o de manera equivalente con una tasa de rendimiento superior al costo de capital), así que si la tasa de retorno permitida por el regulador es igual al costo de capital puede causar distorsiones sobre las decisiones de inversión de las firmas. Así mismo para la creación de incentivos de progreso tecnológico los inversionistas requerirían una tasa de retorno superior al costo de capital.

Con base en lo anterior el mayor problema de la regulación por tasa de retorno son los evidentes pobres incentivos para la operación e inversión eficiente y por lo tanto surgen esquemas de altos incentivos como *Revenue Cap* y *Price Cap*, los cuales claramente son los que el regulador Colombiano ha aplicado en los anteriores periodos regulatorios y seguirá aplicando para la regulación del sector de transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. Vale la pena mencionar que la regulación predominante en Estados Unidos es de tasa de retorno y por lo tanto no es directamente comparable con los principios de altos incentivos y operación eficiente expresada por el regulador local en múltiples ocasiones.

La regulación por *Price Cap*, que en Colombia se utiliza para la remuneración del sector de distribución eléctrica, es el otro extremo dentro de los esquemas regulatorios utilizados. Este fue implementado inicialmente en el Reino Unido y parte de la definición de un precio máximo para las tarifas con la idea de incentivar a las compañías reguladas a incrementar su eficiencia. Es importante mencionar que el esquema de regulación *Revenue Cap* mantiene la misma filosofía de incentivar la eficiencia de las firmas y por lo tanto es similar al esquema *Price Cap* salvo que lo que se acota son los ingresos y no la tarifa unitaria, considerado este como un esquema de altos incentivos (Jamison 2005).

“Revenue cap regulation is similar to price cap regulation in that the regulator establishes an I – X index, which in this case is called a revenue cap index, for service

baskets and allows the operator to change prices within the basket so long as the percentage change in revenue does not exceed the revenue cap index. Revenue cap regulation is more appropriate than price cap regulation when costs do not vary appreciably with units of sales.”

Como se mencionó anteriormente, Alexander (1999) clasifica el esquema de *Revenue Cap*, junto con el de *Price Cap*, como regímenes de incentivos de alto poder, en tanto que ubica el esquema de *Rate of Return* en la categoría de los regímenes de bajo poder; así mismo, resalta la importancia de esta clasificación para la estimación del Beta:

“2.3 ASSESSMENT OF REGULATORY SYSTEMS: CRITERIA USUALLY USED

Although the beta estimates are useful by themselves, being able to link the beta values to a definition of the regulatory regime provides an important tool for policy makers and regulators throughout the world. To be able to place the beta values into the context of the regulatory regime it is necessary to establish the structure and detail of the regime. Given the scope of the sectors and the relative uniformity of regulatory approaches, it is generally possible to establish a simple classification process. Three categories of regulatory regime are generally identified:

- *high-powered regimes—these are regimes where significant incentives for companies to reduce costs are established through CPI – X type regimes (price-caps, revenue-caps etc.);*
- *medium-powered regimes—these regimes involve some incentivisation of companies, but normally through hybrid schemes and less explicit regulatory regimes; and*
- *low-powered regimes—these are basically the standard rate-of-return type approaches to regulation.”*

Es decir, que el ambiente regulatorio determina al riesgo sistemático, ya que el riesgo percibido por los inversionistas está determinado en gran parte por la regulación, como lo demostró Davidson (1997).

“Using causality tests, the results also show that it is the regulatory environment that influences systematic risk and not vice versa. In this paper the authors compare the systematic risk of electric utilities to a composite measure of regulatory environment provided by the Argus Research Corporation. (...) Further, the results indicate that the increases (decreases) in regulatory strength appear to lead to decreases (increases) in beta. Since systematic risk is affected by regulation, Should betas be used to set the cost of equity capital in a regulatory proceeding? The two variables are not independent. Just as importantly, it appears that shifts in the regulatory environment? As opposed to intended changes in allowed rates of return, may have a direct impact on the cost of capital for utilities. This issue should be considered by regulators in each state.”

Este argumento es tomado por la CREG para el ajuste del beta en el caso de la distribución eléctrica remunerada bajo esquema de regulación *Price Cap*; sin embargo no se hace ningún tipo de ajuste para la actividad de transmisión (remunerada bajo esquema de regulación *Revenue Cap*), asumiendo de manera implícita que esta actividad tiene el mismo riesgo sistemático de empresas reguladas fundamentalmente por *Rate of Return*.

Se recalca una vez más que los inversionistas incorporan la información acerca del esquema regulatorio, lo cual se ve reflejado en el precio de las compañías reguladas y por ende en su riesgo sistemático, implicando que esquemas regulatorios como *Revenue Cap* o *Price Cap* tengan una mayor tasa de retorno exigida por los inversionistas versus esquemas regulatorios tipo *Rate of Return*, según lo menciona Parker (1997) así:

“The price at which the shares initially traded in the market will capitalise investors' expectations about the regulatory regime at the outset. Later changes in share price will reflect (amongst other things) investor reassessments of the regulation.

Taking the price at the end of the first day's trading captures the spirit of Littlechild's argument. Subsequent changes in the share price will reflect the market's changing expectations about the regulatory regime and about the company's performance.

The cost of capital can be equated with the returns to investors. The use of a price cap instead of rate of return regulation means that the profits of UK regulated companies are not guaranteed. In this sense, there is a risk associated with investing in the utilities and, hence, there will be a higher 'Beta' coefficient than under rate of return regulation with agreed profit targets. The Beta coefficient expresses market risk of the stock to average market risk. A higher Beta coefficient raises the cost of capital. At the same time, the regulators are required to ensure that the regulated companies do not fail.”

Tabla 11: Tabla Comparativa Price Cap –vs- Revenue Cap

PRICE CAP	REVENUE CAP
Brinda incentivos a las compañías que mejoran la eficiencia.	
El operador puede cambiar el precio de acuerdo al índice I-X (inflación y factor X), el cambio promedio en precios de la canasta no puede exceder el índice de precios establecido.	Se establece un índice máximo de ingresos, I-X, el cual limita el cambio en precios que puede realizar el operador sobre la canasta.
Restringe el precio.	Restringe los ingresos.
Conviene implementar esta regulación si el regulador no tiene la facultad de observar los costos ni ajustar los precios.	Si los costos no varían en función a las unidades vendidas, es conveniente utilizar este método.
Basa los precios en información pasada o esperada de los costos. No incorpora información nueva.	
Asimetrías de información de los costos entre compañías y reguladores no tiene efectos marcados. Se asume riesgo de costos.	
El operador asume también riesgo de demanda.	No incurre en riesgo de demanda.
Bajo esta regulación las inversiones en calidad de servicios e infraestructura son bajas, por esta razón se crea el incentivo a la eficiencia.	
Al regulador se le dificulta controlar que las compañías retengan utilidades por encima de su costo de capital.	

En conclusión, es fundamental la determinación de los objetivos de ganancias en eficiencia vía productividad al igual que la tasa de remuneración, elementos presentes tanto en distribución como transmisión eléctrica, lo cual demuestra una vez más la similitud entre estos esquemas regulatorios al ser de altos incentivos, además que si se falla en la estimación de dichos parámetros (exigencias muy altas de productividad y/o tasa de remuneración muy baja) se corre el riesgo de suprimir los incentivos para las inversiones y operaciones eficientes.

1.3.2 Ambiente Regulatorio Estados Unidos

La industria eléctrica en Estados Unidos ha sufrido en la última década cambios importantes, las actividades de transmisión y distribución solían auto-regularse al ser monopolios naturales, de esta forma brindar a los consumidores todos los servicios eléctricos era responsabilidad de cada compañía en su localidad.

Sin embargo, en la actualidad la actividad de transmisión eléctrica en Estados Unidos se regula bajo un esquema *Rate of Return*, lo cual se corrobora en documentos de autores conocidos:

*“... private ownership combined with some form of **cost-plus rate of return** regulation, where the regulated firm is allowed to set prices so as to cover noncapital costs plus a fair rate of return on capital”*⁶

*“Broad comparison of price-cap-based regimes (as practiced in the United Kingdom) with **rate of return** regulation (as practiced in the United States) show price-cap-based regimes associated with higher levels of shareholders risks (as measured by the beta value) than rate-of-return regulation is.”*⁷

*“Price-cap regulation as practiced in the UK is widely thought to provide superior incentives for cost efficiency compared with **US-style rate-of-return** regulation, benefiting consumers in the long run through lower prices”*⁸

La industria eléctrica en Estados Unidos se caracteriza por estar conformada por compañías integradas, dentro de esta integración presenta variaciones entre las empresas en cuanto a competencia, regulación, estructura empresarial, entre otras. Como se mencionó *a priori* la regulación y el tipo de compañías entre un Estado y otro puede

⁶ Coelli, T., Estache, A., Perelman, S. y Trujillo, L., 2001. *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*. WBI Development Studies, Washington D.C.

⁷ Alexander, I., Mayer, C. y Weeds, H. 1996. *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison*. Policy Research Working Paper No. 1968. The World Bank, 1996.

⁸ Ibid.

tener múltiples matices, la industria norteamericana está constituida por empresas públicas, privadas, con y sin ánimo de lucro.

“There are 239 investor-owned electric utilities, 2,009 publicly owned electric utilities, 912 consumer-owned rural electric cooperatives, and 10 Federal electric utilities”⁹

En la actualidad la regulación en Estados Unidos aplica principalmente para la actividad de transmisión, tal como lo expresa la FERC:

“The Commission's core responsibility is to "guard the consumer from exploitation by non-competitive electric power companies." The Commission has always used the following two general approaches to meet this responsibility:

Regulation - *was the primary approach for most of the last century and remains the primary approach for wholesale transmission service.*

Competition - *has been the primary approach in recent years for wholesale generation service.”*

Así mismo, la Comisión norteamericana establece el tratamiento que se le confiere a las transmisoras:

*“The Energy Policy Act of 2005 directed the Commission to develop **incentive-based rate treatments for transmission of electric energy** in interstate commerce, adding a new section 219 to the Federal Power Act. The rule implemented this new statutory directive through the following incentive-based rate treatments:*

Transmission Investment

- *Incentive Rates of Return on equity for new investment by public utilities (both traditional utilities and stand-alone transmission companies, or transcos);*
- *Full recovery of prudently incurred construction work in progress;*

⁹ EIA, Electric Power Industry Overview, obtenido el 25 de marzo de 2008 de: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/prim2/toc2.html>

- *Full recovery of prudently incurred pre-operations costs;*
- *Full recovery of prudently incurred costs of abandoned facilities;*
- *Use of hypothetical capital structures;*
- *Accumulated deferred income taxes for transcos;*
- *Adjustments to book value for transco sales/purchases;*
- *Accelerated depreciation;*
- *Deferred cost recovery for utilities with retail rate freezes; and*
- *A higher rate of return on equity for utilities that join and/or continue to be members of transmission organizations, such as (but not limited to) regional transmission organizations and independent system operators.”¹⁰*

1.3.3 Ambiente Regulatorio de la Transmisión en Colombia

Por su parte en el escenario regulatorio colombiano, de acuerdo a la Resolución CREG 110/2007, se identifican claramente los riesgos de carácter regulatorio a los que está expuesto un transmisor, que no corresponden con un esquema de *Rate of Return*, y que principalmente son:

1. Valoración de inversiones a costos de reposición a nuevo en cada revisión.
2. Revisión de la tasa de remuneración sólo al finalizar cada periodo regulatorio.
3. Responsabilidad de asumir costos para reemplazar equipos por otros de mayor capacidad para no limitar la del sistema, aún estando en buenas condiciones operativas.
4. Esquema de compensaciones o indemnizaciones asociados con la calidad del servicio.

Estos riesgos se conocen también como riesgos de mercado y se encuentran directamente relacionados con el concepto del Beta de la actividad. Por esta razón serían los riesgos de interés del regulador y del agente al determinar el costo de oportunidad de la actividad de transmisión eléctrica.

¹⁰ FERC, disponible en <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-invest.asp>.

De acuerdo con la regulación de Estados Unidos y la de Colombia, en cuanto a los incentivos para la actividad de transmisión respectiva, se realiza una comparación con el propósito de encontrar más argumentos que soporten la afirmación de que la regulación colombiana no es de tipo *Rate of Return*. La siguiente tabla presenta la comparación entre las características de los transmisores en Estados Unidos y los colombianos:

Tabla 12: Cuadro comparativo regulación EUA y Colombia.

<i>Estados Unidos</i>	<i>Colombia</i>
Los agentes tienen el derecho de solicitar la revisión de la tasa de remuneración en cualquier momento.	Los agentes no tienen la opción de pedir revisión de la tasa en cualquier momento.
Recuperación total de construcciones en progreso.	No son reconocidos por el regulador. Solo se reconocen los valores de referencia definidos por el regulador.
Recuperación total de costos necesarios de pre-operación.	Solo se reconocen los valores de referencia definidos por el regulador.
Recuperación total de costos incurridos en instalaciones abandonadas.	No son reconocidos por el regulador.
Estructura de Capital Hipotética.	Estructura Óptima de Capital 60-40.
Las compañías que hacen parte de organizaciones de transmisión tienen mayor tasa de retorno, por ejemplo organizaciones regionales de transmisión, sistemas de operadores independientes, entre otros.	Regulación no discrimina compañías.

Claramente, se observa que la regulación colombiana difiere de las reglas que rigen la regulación de tipo *Rate of Return*; por lo tanto es inapropiado calcular el Beta para la transmisión en Colombia a partir de este último esquema. Además, cabe anotar que aunque la regulación reconozca que la actividad de transmisión eléctrica enfrenta riesgo de demanda, riesgo de cartera y los costos por AOM, esto no implica que la regulación sea del tipo *Rate of Return*, ya que como se observa en el anterior paralelo las diferencias entre los dos ambientes regulatorios no se limitan exclusivamente a estos tres aspectos. Así, dado que los riesgos que debe asumir el transportador en Colombia son

mayores, esto se debería reflejar en un mayor valor del Beta, respecto al de Estados Unidos. Por lo anterior, es conceptualmente adecuado considerar un ajuste del Beta para la Transmisión dado el ambiente regulatorio de *Revenue Cap*¹¹.

1.3.4 Actualización de la canasta de empresas depurada por el consultor

En el estudio realizado por el consultor en el 2007 para Andesco, se estimó el Beta a partir de una canasta de empresas internacionales que operan en mercados que se podrían considerar eficientes y profundos, de igual forma que operaran bajo un esquema de regulación similar y tuvieran entre sus actividades la transmisión de energía eléctrica.

A manera ilustrativa se tomó la información para dichas empresas a marzo de 2008 de Bloomberg, y a continuación se presentan los resultados comparativos para el Beta desapalancado.

Tabla 13: Cálculo del beta para compañías en mercados similares al colombiano

COMPAÑÍA	PAÍS	ACTIVIDAD	Unlevered Beta 07	Unlevered Beta 08
Light SA	Brazil	GTD	0.57	0.87
AES ELPA SA	Brazil	GTD	0.49	0.38
EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A.	Chile	GTD	0.62	0.94
ALMENDRAL S.A.	Chile	TDC	0.48	0.74
ENERSIS S.A.	Chile	GDT	0.93	0.88
EDP Energías de Portugal -Grupo EDP	Portugal	GTD	0.58	0.71
EMPRESA ELECTRICA COLBUN MACHICURA S.A.	Chile	GTD	0.66	0.50
Red Eléctrica	España	T	0.51	0.48
Centrais Eletricas Brasileiras SA	Brazil	GTD	0.67	0.75
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	Brazil	GTD	0.45	0.65
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	TGDC	0.80	0.81
ENERSIS S.A.	Chile	GDT	0.89	0.88
CPFL Energia SA	Brazil	GTD	0.48	0.62
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	Brazil	GTD	0.72	0.64
PROMEDIO			0.63	0.70

Se aprecia como el Beta desapalancado promedio para la misma canasta de empresas calculado en marzo de 2008 aumentó a 0.70, mostrando así un incremento en el riesgo sistemático en el sector eléctrico sin presentar una diferencia marcada entre un año y otro.

¹¹ Alexander, I., Estrache, A. y Oliveri, A. (1999) *A few things Transport Regulators should know about Risk and the Cost of Capital*.

1.3.5 Otras fuentes de Información

1.3.5.1 Damodaran – Valueline

A manera comparativa se tomaron los datos publicados anualmente por el profesor Damodaran (www.damodaran.com), los cuales provienen del sistema de información *Valueline*, el cual al igual que Bloomberg es ampliamente usado en la práctica profesional. Aquí se presentan los datos para las empresas del sector de *Electric Utilities* en Estados Unidos, el cual esta subdividido en tres áreas geográficas que coinciden con la configuración del sistema de interconexión norteamericano, estas son *Electric Utilities Central*, *Electric Utilities East* y *Electric Utilities West*.

Las compañías del área central y del área este corresponden al código SIC 4911¹², el cual es el mismo código de industria usado por la CREG para el Beta de referencia, mientras que para el área occidental estas están clasificadas bajo el código SIC 4913.

Los últimos datos publicados en enero de 2008 que corresponden a la información del año 2007 muestran un beta desapalancado promedio de 0.62.

Tabla 14: Betas Damodaran.

Datos publicados Ene 2008 correspondientes 2007

SECTOR INDUSTRIAL	SIC CODE	COMPANÍAS 2007	Be	Mk D/E	Tax Rate	Bu
Electric Util. (Central)	4911	25	0.93	72.72%	26.66%	0.61
Electric Utility (East)	4911	27	0.84	46.30%	29.51%	0.63
Electric Utility (West)	4913	17	0.88	60.31%	31.69%	0.62

Por otra parte analizando la evolución del beta desapalancado desde el año 1998 se aprecia un aumento en el riesgo sistemático, lo cual coincide con la desregulación que se ha presentado en la industria eléctrica en Estados Unidos en los últimos años, acotando que la actividad de transmisión sigue siendo regulada bajo el esquema de *Rate of Return*.

¹² SIC 4911 ELECTRIC SERVICES - Este código de clasificación industrial según el Departamento del Trabajo de Estados Unidos (U.S. Department of Labor Occupational Safety & Health Administration) incluye compañías de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

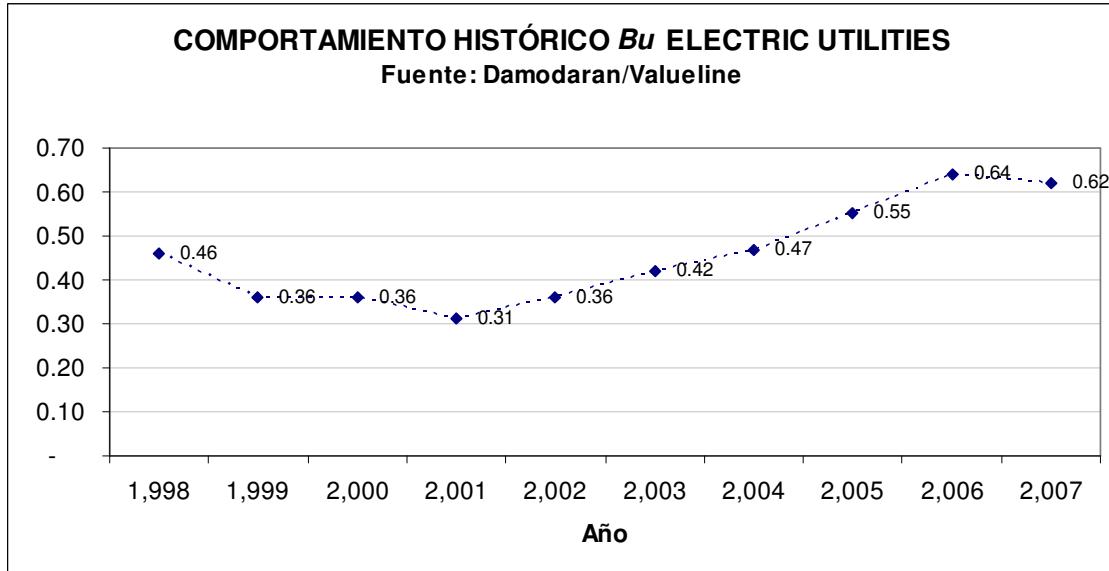


Ilustración 7: Histórico Beta desapalancado de la industria eléctrica E.U.

Una pregunta interesante que surge de esta comparación es respecto al valor reportado por la CREG de los Betas publicados trimestralmente por Ibbotson, siendo este de 0.36 en promedio de los últimos cuatro trimestres, ya que aunque las fuentes de información si presentan diferentes metodologías de cálculo estos son similares porque parten del mismo concepto (covarianza de los retornos del activo versus el mercado de referencia), aquí vale la pena mencionar que Ibbotson en su Beta Book publica dentro de los betas apalancados y desapalancados el *Raw Beta* y el *Ibbotson Beta*.

1.3.5.2 Empresas en el Reino Unido

Como referencia de comparación se estimó el Beta desapalancado de compañías del sector eléctrico en el Reino Unido, mencionando que éstas presentan algún grado de integración y no son numerosas compañías las que transan en la bolsa de Londres. De igual manera no todas presentan la actividad de transmisión dentro de sus negocios.

Tabla 15: Betas Compañías Eléctricas en el Reino Unido

Compañía	STOCK EXCHANGE	ACTIVIDAD	Be	Mk Value D/E	Tax Rate	Bu
NATIONAL GRID	LN	TD	0.47	0.730	30%	0.31
BRITISH ENERGY GROUP PLC	LN	GC	1.00	0.200	30%	0.88
Scottish & Southern Energy PLC	LN	GTD	0.67	0.170	30%	0.60
International Power PLC	LN	GC	1.11	0.860	30%	0.69
Drax Group PLC	LN	GC	0.67	0.190	30%	0.59
						0.62

En esta referencia obtenemos un valor para el Beta desapalancado de 0.62, valor similar al obtenido en el estudio realizado por el consultor en el año 2007.

1.3.5.3 Información sobre el Beta de ISA

Interconexión Eléctrica S.A. - ISA - siendo una empresa de transmisión que transa en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), y teniendo presente las limitaciones del mercado de capitales en el cual transa, es un referente para la estimación del riesgo sistemático en el Sistema de Transmisión Nacional. La acción comenzó a transarse en el año 2003 en la BVC, y dado que existen suficientes datos históricos se podría estimar el Beta del Equity y el Beta desapalancado para tener así otro parámetro de referencia, sin olvidar las limitaciones de eficiencia y profundidad de la bolsa colombiana.

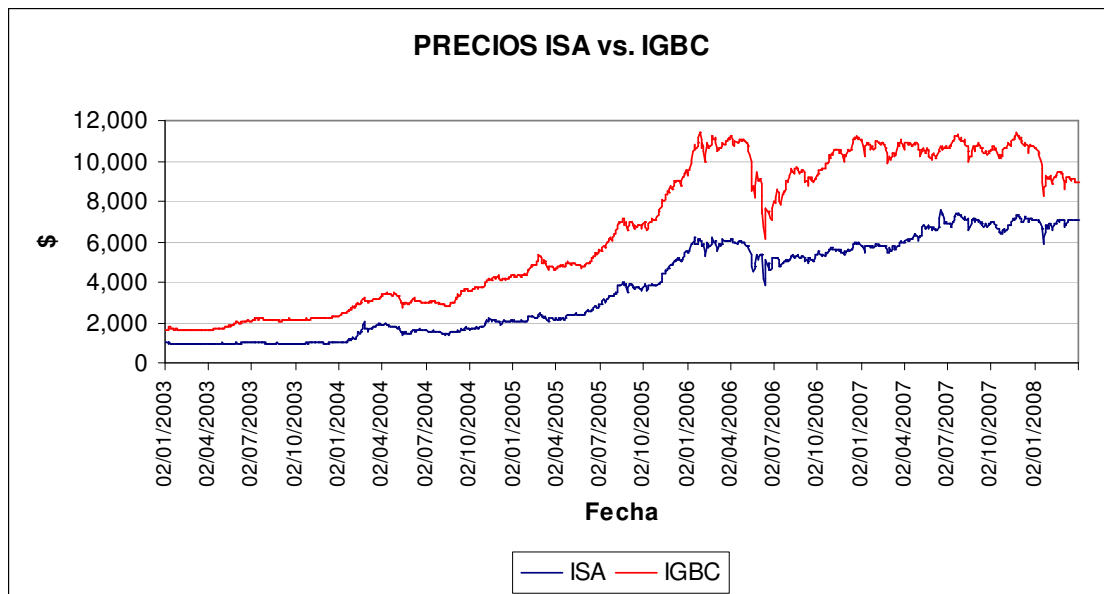


Ilustración 8: Precios de la acción de ISA y el IGBC desde el 2003

Usando los datos diarios desde que la acción comenzó a transarse en bolsa y usando como referencia del mercado el Índice General de la Bolsa (IGBC), se encontró un Beta del Equity de 0.85 significativo estadísticamente, valor muy superior al beta apalancado propuesto por la CREG de 0.52.

Tabla 16: Beta ISA

COV(i,m)	0.00021568
VAR(m)	0.00025261
BETA	0.85
Coefficiente Regresión	0.85

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.66
Coefficiente de determinación R ²	0.43
R ² ajustado	0.43
Error típico	0.02
Observaciones	1280

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0.0004787	0.00043906	1.09029584	0.27578837	-0.00038265	0.00134005	-0.00038265	0.00134005
Rtn_IGBC	0.85383109	0.02750723	31.0402443	4.082E-158	0.79986668	0.90779537	0.79986668	0.90779537

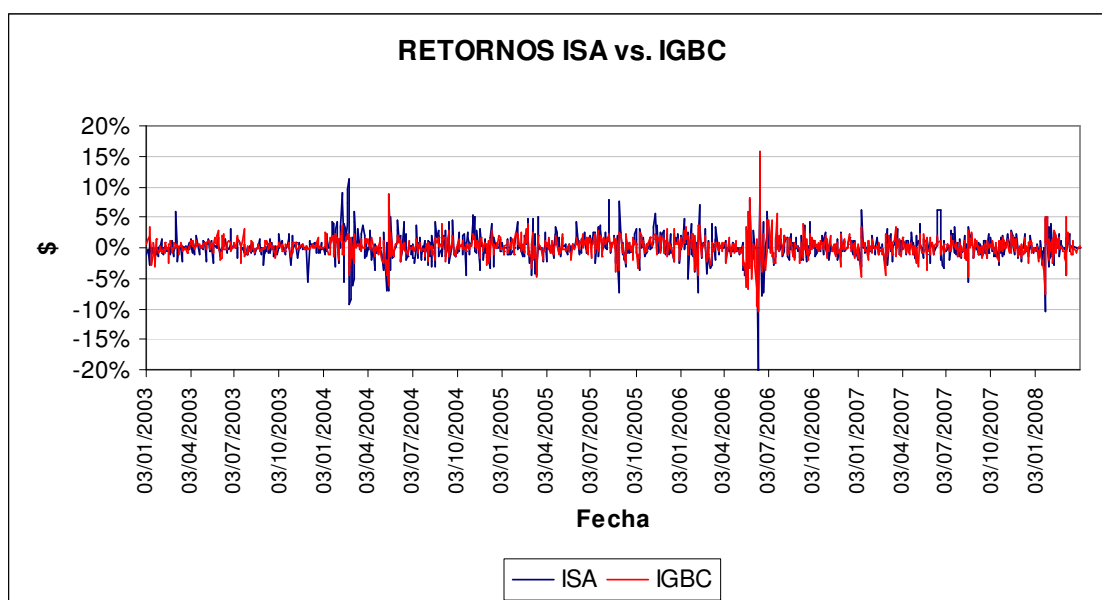


Ilustración 9: Retornos ISA e IGBC desde el 2003

A manera de comparación se presenta el Beta de ISA obtenido de Bloomberg usando la información de los últimos dos años y desde que comenzó a transar en la bolsa, caso en el cual el Beta del Equity es de 0.85, el mismo valor estimado previamente, como se muestra en la ilustración No. 11.

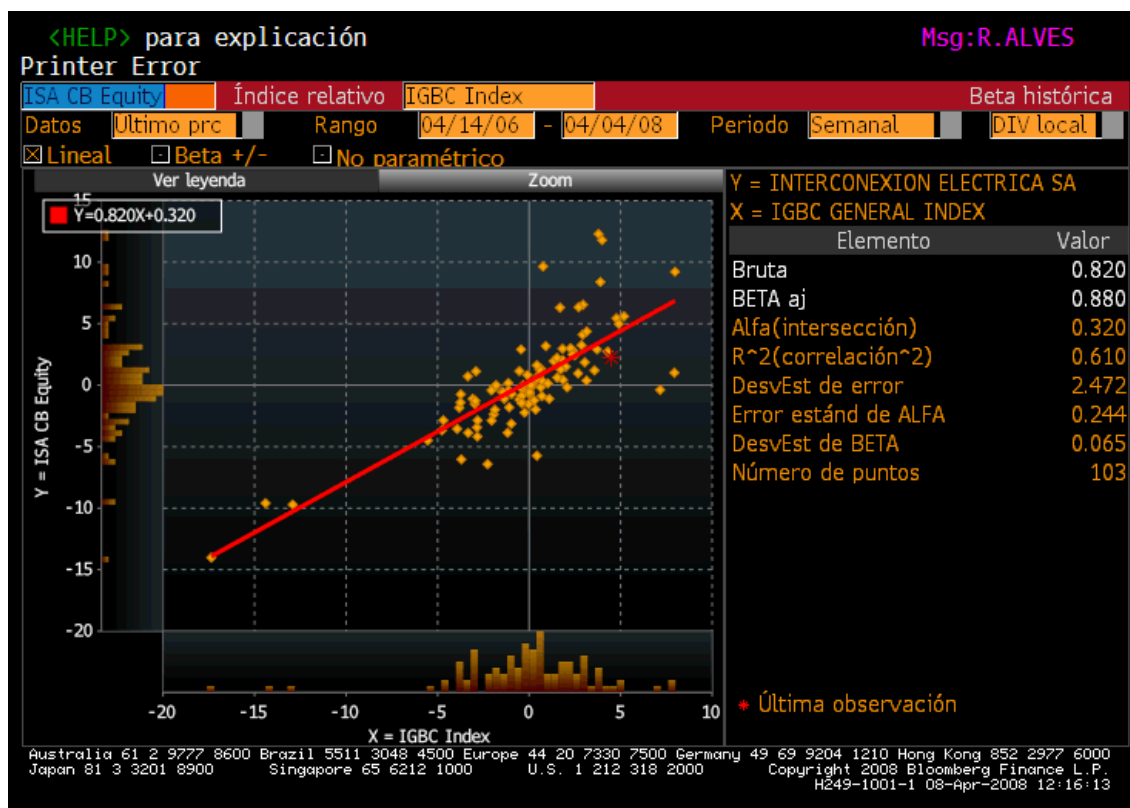


Ilustración 10: Beta de ISA – 2 años (Bloomberg)

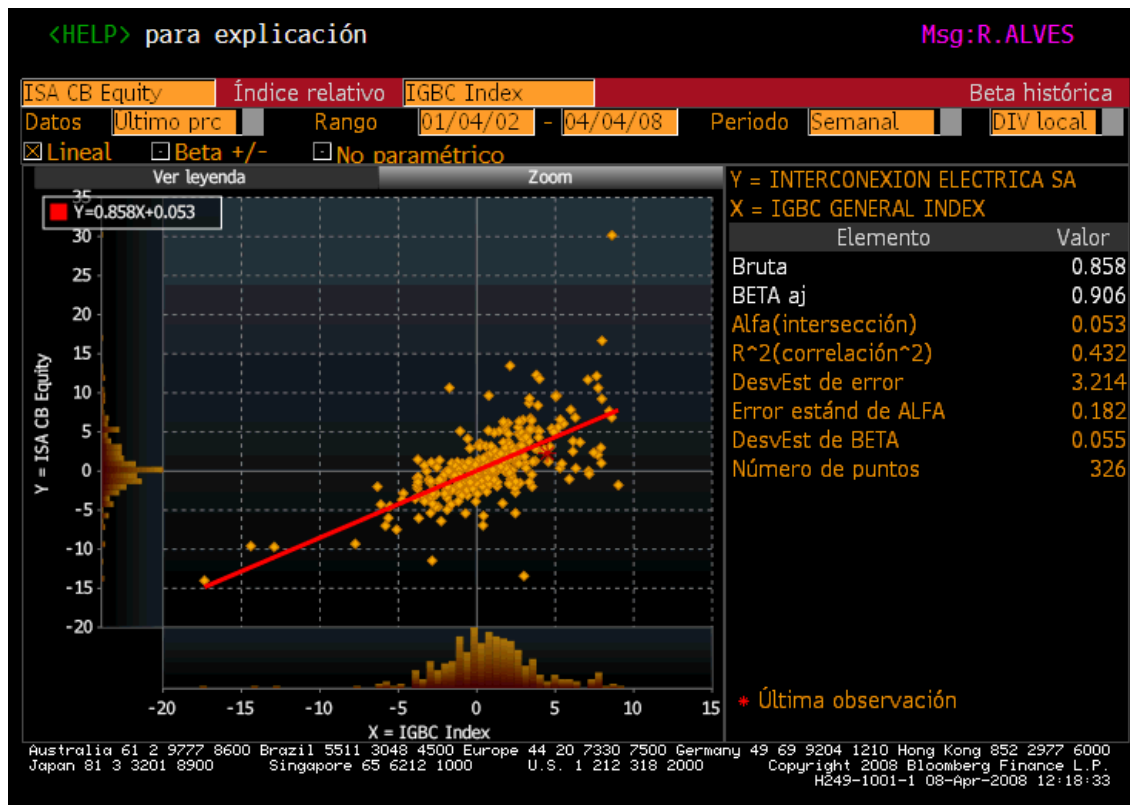


Ilustración 11: Beta de ISA – 6 años (Bloomberg)

1.3.6 Cálculo Beta de la Canasta de Ibotsson

Se tomó la canasta de empresas de SIC 4911, que es la misma que toma Ibotsson para calcular el beta de la actividad de transmisión eléctrica en Estados Unidos. Para cada empresa se observó el Beta y la estructura de capital de Bloomberg, dado que en Estados Unidos la tasa impositiva no es constante y varía de una empresa a otra; esta tasa se obtuvo de la página de Reuters (Ver Anexo 2).

Teniendo la tasa impositiva y la estructura de capital de cada compañía se desapalancan los Betas de cada una de ellas (Ver Anexos 3, 4 y 5) y se obtiene un Beta promedio desapalancado de las canasta SIC 4911 para un período de cinco años (2003 a 2008) igual a 0,526, el cual es similar a los betas encontrados por medio de otras fuentes y por el consultor en la parte superior del documento. No se encuentra explicación alguna a la diferencia entre el Beta desapalancado de Ibotsson (0,36) y el calculado en este trabajo

para la misma canasta de empresas durante un periodo de 5 años que es el mismo utilizado por Ibotsson para su estimación.

Tabla 17: Cálculo Betas Canasta Ibotsson

Periodo	Beta Apalancado	Beta desapalancado
2003-2008	0,715	0,526
2006-2008	0,789	0,6
2007	0,897	0,687

Se observa valores para el Beta de la canasta SIC 4911 (la misma utilizada por Ibotsson) superiores a los propuestos por la CREG en la Resolución 098/2007. Con el anterior cálculo se complementan los argumentos presentados por medio de los cuales se obtienen Betas en el mismo rango utilizando distintas fuentes de información. Además, se evidencia el crecimiento del Beta para la actividad de transmisión eléctrica durante los últimos años; la tendencia del Beta es creciente por lo tanto se espera un valor superior para la actividad.

Analizando los resultados obtenidos para el Beta desapalancado por cinco fuentes distintas concluimos y recomendamos lo siguiente:

- No es coherente tomar un Beta igual al de una canasta de transmisores en Estados Unidos como referencia dado las diferencias regulatorias entre los países; el ambiente regulatorio en Colombia es *Revenue Cap* el cual está claramente más cerca del *Price Cap* que del *Rate of Return*.
- Las diferencias entre estos dos ambientes regulatorios (*Rate of Return* y *Revenue Cap*) no se limitan exclusivamente al riesgo demanda, riesgo cartera y AOM, por lo tanto, es claro que Transmisión requiere un ajuste de riesgo sistemático (Beta) como consecuencia del ambiente regulatorio.
- Aceptando la comparación entre países con regulaciones distintas, se calculó el Beta para la misma canasta (SIC 4911) de empresas utilizando fuentes de información ampliamente utilizadas, obteniéndose un resultado que no logró

reproducir el Beta de Ibbotson. De dicho ejercicio se obtienen Betas de aproximadamente 0.6, es decir, 0.24 puntos distantes del Beta Ibbotson.

- Adicionalmente durante el tercer trimestre de 2007 el Beta de Ibbotson presenta una volatilidad que no se justifica claramente. En consecuencia, se recomienda revisar el Beta propuesto por Ibbotson para entender sus diferencias y volatilidad.
- También se calcula el Beta para dos canastas de empresas dedicadas a la transmisión eléctrica. Una, depurada por el consultor, de empresas con el mismo esquema de regulación y operando en mercados similares. La otra canasta está conformada por empresas del Reino Unido. Para ambas canastas se encuentra un Beta desapalancado superior a 0,6. Una razón más para considerar que el Beta propuesto por Ibbotson en el 2007 no es consistente con la realidad de la actividad de transmisión eléctrica.
- El Beta desapalancado calculado para ISA es de 0,55, resaltando que a pesar de no estar en un mercado eficiente y que la serie histórica conocida es insuficiente, es la única información que se tiene del mercado de transmisión en Colombia.
- El Beta calculado por el consultor para la misma canasta tomada por Ibbotson, aplicando la misma metodología y fuentes de información se obtiene un valor de 0,6 desapalancado, lo cual puede indicar algún tipo de inconsistencia en la regresión o los datos utilizados por Ibbotson. Además, la variabilidad de la serie de datos (Ver Tabla 12) de Ibbotson da una razón más para revisar el método que Ibbotson utiliza.
- Si bien se tomase el Beta de Ibbotson como referente se deben tener en cuenta las diferencias regulatorias entre Colombia vs. Estados Unidos, y por tanto la necesidad de ajustar el Beta.¹³

¹³ Alexander, I., Mayer, C. y Weeds, H. (1996) *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison*. Policy Research Working Paper No. 1968. The World Bank, 1996.

2 ANEXOS

Anexo 1: Datos publicados por el profesor Damodaran. Sector Electric Utilities

COMPAÑÍAS

	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007
Electric Util. (Central)	36	36	32	30	28	27	25	25	24	25
Electric Utility (East)	38	39	34	32	29	29	31	29	29	27
Electric Utility (West)	19	19	20	17	16	15	16	15	16	17

Be

	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007
Electric Util. (Central)	0.63	0.53	0.53	0.54	0.73	0.80	0.76	0.81	0.94	0.93
Electric Utility (East)	0.66	0.54	0.58	0.57	0.68	0.73	0.72	0.80	0.87	0.84
Electric Utility (West)	0.67	0.56	0.61	0.60	0.72	0.79	0.79	0.90	0.97	0.88

Mk D/E

	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007
Electric Util. (Central)	72.04%	95.88%	93.11%	120.66%	154.91%	123.05%	91.24%	78.84%	69.87%	72.72%
Electric Utility (East)	58.89%	65.96%	63.95%	83.69%	99.05%	94.48%	81.86%	68.32%	56.29%	46.30%
Electric Utility (West)	73.06%	80.58%	81.35%	148.59%	192.71%	122.79%	82.23%	72.52%	58.80%	60.31%

TAX RATE

	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007
Electric Util. (Central)	43.73%	35.00%	22.59%	28.82%	30.36%	24.61%	29.29%	26.60%	26.93%	26.66%
Electric Utility (East)	36.52%	34.70%	31.98%	30.70%	29.02%	26.11%	28.04%	31.02%	28.01%	29.51%
Electric Utility (West)	31.13%	37.44%	24.23%	28.83%	38.72%	27.10%	27.26%	28.00%	28.87%	31.69%

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO Bu

	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007
Electric Util. (Central)	0.45	0.33	0.31	0.29	0.35	0.42	0.46	0.51	0.62	0.61
Electric Utility (East)	0.48	0.38	0.40	0.36	0.40	0.43	0.45	0.54	0.62	0.63
Electric Utility (West)	0.44	0.37	0.37	0.29	0.33	0.42	0.50	0.59	0.68	0.62
ELECTRIC UTILITIES	0.46	0.36	0.36	0.31	0.36	0.42	0.47	0.55	0.64	0.62

Anexo 2: Impuesto¹⁴ Empresas SIC 4911

	Nombre	Ticker	Tasa Impositiva Efectiva (Prom. 5 años)
1	ALLEGHENY ENERGY INC AYE	AYE	36,97%
2	ALLETE INC ALE	ALE	32,58%
3	AMEN PROPERTIES INC AMEN	AMEN	1,75%
4	AMEREN CORP AEE	AEE	34,53%
5	AMERICAN ELECTRIC POWER AEP	AEP	33,05%
6	AVISTA CORP AVA	AVA	38,05%
7	CENTRAL VERMONT PUB SERV CV	CV	27,04%
8	CLECO CORP CNL	CNL	35,30%
9	CONSTELLATION ENERGY GRP INC CEG	CEG	30,00%
10	DOMINION RESOURCES INC D	D	37,93%
11	DPL INC DPL	DPL	37,19%
12	DYNEGY INC DYN	DYN	NM
13	EDISON INTERNATIONAL EIX	EIX	24,65%
14	EL PASO ELECTRIC CO EE	EE	30,96%
15	EMPIRE DISTRICT ELECTRIC CO EDE	EDE	33,70%
16	ENTERGY CORP ETR	ETR	32,03%
17	EXELON CORP EXC	EXC	36,92%
18	FIRSTENERGY CORP FE	FE	42,30%
19	FPL GROUP INC FPL	FPL	24,20%
20	GREAT PLAINS ENERGY INC GXP	GXP	25,91%
21	HAWAIIAN ELECTRIC INDS HE	HE	38,38%
22	IDACORP INC IDA	IDA	1,40%
23	INTEGRYS ENERGY GROUP INC TEG	TEG	24,12%
24	MAINE & MARITIMES CORP MAM	MAM	35,24%
25	NORTHEAST UTILITIES un	UN	-32,49%
26	NSTAR NST	NST	36,70%
27	PEPCO HOLDINGS INC POM	POM	38,96%
28	PG&E CORP PCG	PCG	37,78%
29	PINNACLE WEST CAPITAL CORP PNW	PNW	33,91%
30	PNM RESOURCES INC PNM	PNM	28,29%
31	POWERSECURE INTL INC POWR	POWR	-8,47%
32	PPL CORP PPL	PPL	20,42%
33	PROGRESS ENERGY INC PGN	PGN	22,09%
34	PUBLIC SERVICE ENTRP GRP INC PEG	PEG	40,26%
35	PUGET ENERGY INC PSD	PSD	34,91%
36	RELIANT ENERGY INC RRI	RRI	NM
37	SIERRA PACIFIC RESOURCES SRP	SRP	32,63%
38	SOUTHERN CO SO	SO	30,14%
39	TXU CORP TXU	TXU	
40	UIL HOLDINGS CORP UIL	UIL	40,17%
41	UNISOURCE ENERGY CORP UNS	UNS	37,99%
42	UNITIL CORP UTL	UTL	33,40%

¹⁴ Tomado el 2 de mayo de 2008 de: <http://stocks.us.reuters.com/stocks/ratios>

43	WESTAR ENERGY INC WR	WR	28,80%
44	WISCONSIN ENERGY CORP WEC	WEC	36,34%
45	XCEL ENERGY INC XEL	XEL	26,75%

Anexo 3: Beta Canasta SIC 4911 1 año

	Compañía	TIKR	Pais	Beta apalancado del Equity	LT Debt to Equity	Total Debt to Equity	Tax Rate	Beta desapalancado de los activos	E	D
1	ALLEGHENY ENERGY INC AYE	AYE	US	1,146	60,01%	61,60%	36,97%	0,831	62,50%	37,50%
2	ALLETE INC ALE	ALE	US	1,202	34,98%	35,99%	32,58%	0,973	74,09%	25,91%
3	AMEN PROPERTIES INC AMEN	AMEN	US	0,138	10,94%	38,87%	1,75%	0,125	90,14%	9,86%
4	AMEREN CORP AEE	AEE	US	0,803	39,72%	51,50%	34,53%	0,637	71,57%	28,43%
5	AMERICAN ELECTRIC POWER AEP	AEP	US	1,081	55,06%	60,69%	33,05%	0,790	64,49%	35,51%
6	AVISTA CORP AVA	AVA	US	1,063	30,73%	55,76%	38,05%	0,893	76,49%	23,51%
7	CENTRAL VERMONT PUB SERV CV	CV	US	1,486	30,91%	48,28%	27,04%	1,213	76,39%	23,61%
8	CLECO CORP CNL	CNL	US	1,068	40,90%	46,22%	35,30%	0,845	70,97%	29,03%
9	CONSTELLATION ENERGY GRP INC CEG	CEG	US	1,078	43,95%	47,67%	30,00%	0,824	69,47%	30,53%
10	DOMINION RESOURCES INC D	D	US	0,806	50,59%	62,95%	37,93%	0,613	66,41%	33,59%
11	DPL INC DPL	DPL	US	0,680	60,74%	64,71%	37,19%	0,492	62,21%	37,79%
13	EDISON INTERNATIONAL EIX	EIX	US	1,047	46,47%	50,24%	24,65%	0,775	68,27%	31,73%
14	EL PASO ELECTRIC CO EE	EE	US	1,091	48,88%	50,28%	30,96%	0,816	67,17%	32,83%
15	EMPIRE DISTRICT ELECTRIC CO EDE	EDE	US	0,829	48,63%	51,61%	33,70%	0,627	67,28%	32,72%
16	ENTERGY CORP ETR	ETR	US	1,230	51,56%	57,64%	32,03%	0,911	65,98%	34,02%
17	EXELON CORP EXC	EXC	US	1,156	50,04%	57,24%	36,92%	0,879	66,65%	33,35%
18	FIRSTENERGY CORP FE	FE	US	1,113	42,72%	56,76%	42,30%	0,893	70,07%	29,93%
19	FPL GROUP INC FPL	FPL	US	0,891	46,17%	56,06%	24,20%	0,660	68,41%	31,59%
20	GREAT PLAINS ENERGY INC GXP	GXP	US	0,483	35,37%	48,46%	25,91%	0,383	73,87%	26,13%
21	HAWAIIAN ELECTRIC INDS HE	HE	US	0,606	27,89%	70,60%	38,38%	0,517	78,19%	21,81%
22	IDACORP INC IDA	IDA	US	0,748	45,15%	52,88%	1,40%	0,518	68,89%	31,11%
23	INTEGRYS ENERGY GROUP INC TEG	TEG	US	0,827	37,28%	45,90%	24,12%	0,645	72,84%	27,16%
24	MAINE & MARITIMES CORP MAM	MAM	US	0,038	33,13%	50,58%	35,24%	0,031	75,11%	24,89%
26	NSTAR NST	NST	US	0,638	53,56%	64,13%	36,70%	0,476	65,12%	34,88%
27	PEPCO HOLDINGS INC POM	POM	US	1,187	50,44%	57,12%	38,96%	0,908	66,47%	33,53%
28	PG&E CORP PCG	PCG	US	1,149	50,19%	54,69%	37,78%	0,876	66,58%	33,42%
29	PINNACLE WEST CAPITAL CORP PNW	PNW	US	0,605	43,66%	50,70%	33,91%	0,470	69,61%	30,39%
30	PNM RESOURCES INC PNM	PNM	US	1,167	30,41%	57,94%	28,29%	0,958	76,68%	23,32%
32	PPL CORP PPL	PPL	US	0,961	50,90%	56,59%	20,42%	0,684	66,27%	33,73%
33	PROGRESS ENERGY INC PGN	PGN	US	0,706	48,12%	53,90%	22,09%	0,513	67,51%	32,49%
34	PUBLIC SERVICE ENTRP GRP INC PEG	PEG	US	1,178	50,28%	57,17%	40,26%	0,906	66,54%	33,46%
35	PUGET ENERGY INC PSD	PSD	US	0,913	47,51%	55,31%	34,91%	0,697	67,79%	32,21%
37	SIERRA PACIFIC RESOURCES SRP	SRP	US	0,820	57,12%	58,64%	32,63%	0,592	63,65%	36,35%
38	SOUTHERN CO SO	SO	US	0,658	47,05%	55,20%	30,14%	0,495	68,00%	32,00%
40	UIL HOLDINGS CORP UIL	UIL	US	0,972	45,10%	56,32%	40,17%	0,765	68,92%	31,08%
41	UNISOURCE ENERGY CORP UNS	UNS	US	0,809	61,29%	72,26%	37,99%	0,586	62,00%	38,00%
43	WESTAR ENERGY INC WR	WR	US	1,077	49,81%	54,28%	28,80%	0,795	66,75%	33,25%
44	WISCONSIN ENERGY CORP WEC	WEC	US	0,683	41,99%	58,58%	36,34%	0,539	70,43%	29,57%
45	XCEL ENERGY INC XEL	XEL	US	0,841	43,82%	55,74%	26,75%	0,637	69,53%	30,47%
	Promedio			0,897	44,69%	54,90%		0,687	0,695	0,305

Anexo 4: Beta Canasta SIC 4911 2 años

	Compañía	TIKR	Pais	Beta apalancado del Equity	LT Debt to Equity	Total Debt to Equity	Tax Rate	Beta desapalancado de los activos	E	D
1	ALLEGHENY ENERGY INC AYE	AYE	US	1,074	59,78%	62,33%	36,97%	0,780	62,59%	37,41%
2	ALLETE INC ALE	ALE	US	1,060	34,42%	36,32%	32,58%	0,860	74,39%	25,61%
4	AMEREN CORP AEE	AEE	US	0,794	45,17%	55,33%	34,53%	0,613	68,88%	31,12%
5	AMERICAN ELECTRIC POWER AEP	AEP	US	0,846	54,33%	59,92%	33,05%	0,620	64,80%	35,20%
6	AVISTA CORP AVA	AVA	US	0,841	40,39%	55,74%	38,05%	0,673	71,23%	28,77%
7	CENTRAL VERMONT PUB SERV CV	CV	US	1,099	34,79%	45,29%	27,04%	0,877	74,19%	25,81%
8	CLECO CORP CNL	CNL	US	1,015	40,23%	44,49%	35,30%	0,805	71,31%	28,69%
9	CONSTELLATION ENERGY GRP INC CEG	CEG	US	0,807	43,10%	49,36%	30,00%	0,620	69,88%	30,12%
10	DOMINION RESOURCES INC D	D	US	0,805	47,85%	61,36%	37,93%	0,621	67,64%	32,36%
11	DPL INC DPL	DPL	US	0,588	61,25%	67,73%	37,19%	0,425	62,02%	37,98%
13	EDISON INTERNATIONAL EIX	EIX	US	0,890	47,67%	51,24%	24,65%	0,655	67,72%	32,28%
14	EL PASO ELECTRIC CO EE	EE	US	1,018	49,76%	51,32%	30,96%	0,758	66,77%	33,23%
15	EMPIRE DISTRICT ELECTRIC CO EDE	EDE	US	0,706	47,25%	52,57%	33,70%	0,538	67,91%	32,09%
16	ENTERGY CORP ETR	ETR	US	0,922	50,91%	54,96%	32,03%	0,685	66,26%	33,74%
17	EXELON CORP EXC	EXC	US	0,912	50,80%	56,85%	36,92%	0,691	66,32%	33,68%
18	FIRSTENERGY CORP FE	FE	US	0,808	42,13%	56,39%	42,30%	0,650	70,36%	29,64%
19	FPL GROUP INC FPL	FPL	US	0,828	44,63%	55,73%	24,20%	0,619	69,14%	30,86%
20	GREAT PLAINS ENERGY INC GXP	GXP	US	0,522	29,03%	48,46%	25,91%	0,430	77,50%	22,50%
21	HAWAIIAN ELECTRIC INDS HE	HE	US	0,617	28,09%	71,21%	38,38%	0,526	78,07%	21,93%
22	IDACORP INC IDA	IDA	US	0,782	42,97%	51,76%	1,40%	0,549	69,95%	30,05%
23	INTEGRYS ENERGY GROUP INC TEG	TEG	US	0,781	36,42%	51,07%	24,12%	0,612	73,31%	26,69%
26	NSTAR NST	NST	US	0,714	52,92%	64,86%	36,70%	0,535	65,40%	34,60%
27	PEPCO HOLDINGS INC POM	POM	US	0,948	48,92%	58,83%	38,96%	0,730	67,15%	32,85%
28	PG&E CORP PCG	PCG	US	0,860	48,60%	55,40%	37,78%	0,660	67,29%	32,71%
29	PINNACLE WEST CAPITAL CORP PNW	PNW	US	0,610	45,90%	49,70%	33,91%	0,468	68,54%	31,46%
30	PNM RESOURCES INC PNM	PNM	US	1,130	35,98%	58,78%	28,29%	0,898	73,54%	26,46%
32	PPL CORP PPL	PPL	US	0,865	50,63%	57,78%	20,42%	0,617	66,39%	33,61%
33	PROGRESS ENERGY INC PGN	PGN	US	0,662	49,33%	53,14%	22,09%	0,478	66,97%	33,03%
34	PUBLIC SERVICE ENTRP GRP INC PEG	PEG	US	0,845	52,98%	59,77%	40,26%	0,642	65,37%	34,63%
35	PUGET ENERGY INC PSD	PSD	US	0,590	49,14%	57,38%	34,91%	0,447	67,05%	32,95%
37	SIERRA PACIFIC RESOURCES SRP	SRP	US	0,897	58,73%	59,55%	32,63%	0,643	63,00%	37,00%
38	SOUTHERN CO SO	SO	US	0,640	45,87%	55,95%	30,14%	0,485	68,55%	31,45%
39	TXU CORP TXU	TXU	US	0,241	76,94%	91,03%	0,00%	0,136	56,52%	43,48%
40	UIL HOLDINGS CORP UIL	UIL	US	0,890	44,12%	53,86%	40,17%	0,704	69,39%	30,61%
41	UNISOURCE ENERGY CORP UNS	UNS	US	0,794	65,44%	73,20%	37,99%	0,565	60,44%	39,56%
42	UNITIL CORP UTL	UTL	US	0,103	54,67%	63,11%	33,40%	0,076	64,65%	35,35%
43	WESTAR ENERGY INC WR	WR	US	0,891	48,71%	53,38%	28,80%	0,662	67,25%	32,75%
44	WISCONSIN ENERGY CORP WEC	WEC	US	0,636	42,34%	59,02%	36,34%	0,501	70,26%	29,74%
45	XCEL ENERGY INC XEL	XEL	US	0,733	46,09%	55,66%	26,75%	0,548	68,45%	31,55%
	Promedio			0,789	47,39%	56,92%		0,600	0,681	0,319

Anexo 5: Beta Canasta SIC 4911 5 años

	Compañía	TIKR	Pais	Beta apalancado del Equity	LT Debt to Equity	Total Debt to Equity	Tax Rate	Beta desapalancado de los activos	E	D
1	ALLEGHENY ENERGY INC AYE	AYE	US	1,201	63,26%	68,08%	36,97%	0,859	61,25%	38,75%
2	ALLETE INC ALE	ALE	US	0,959	36,39%	37,45%	32,58%	0,291	72,75%	27,25%
3	AMEN PROPERTIES INC AMEN	AMEN	US	0,333	27,49%	38,66%	1,75%	0,262	78,44%	21,56%
4	AMEREN CORP AEE	AEE	US	0,613	41,58%	48,91%	34,53%	0,482	70,63%	29,37%
5	AMERICAN ELECTRIC POWER AEP	AEP	US	0,764	53,25%	59,03%	33,05%	0,563	65,25%	34,75%
6	AVISTA CORP AVA	AVA	US	0,906	47,63%	58,61%	38,05%	0,700	67,74%	32,26%
7	CENTRAL VERMONT PUB SERV CV	CV	US	0,830	34,66%	41,65%	27,04%	0,662	74,26%	25,74%
8	CLECO CORP CNL	CNL	US	0,985	40,89%	47,34%	35,30%	0,779	70,98%	29,02%
9	CONSTELLATION ENERGY GRP INC CEG	CEG	US	0,783	44,16%	49,69%	30,00%	0,598	69,37%	30,63%
10	DOMINION RESOURCES INC D	D	US	0,630	49,75%	61,55%	37,93%	0,481	66,78%	33,22%
11	DPL INC DPL	DPL	US	0,729	61,25%	65,84%	37,19%	0,526	62,02%	37,98%
13	EDISON INTERNATIONAL EIX	EIX	US	0,775	50,54%	55,39%	24,65%	0,561	66,43%	33,57%
14	EL PASO ELECTRIC CO EE	EE	US	0,883	46,16%	52,15%	30,96%	0,670	68,42%	31,58%
15	EMPIRE DISTRICT ELECTRIC CO EDE	EDE	US	0,673	48,52%	52,46%	33,70%	0,509	67,33%	32,67%
16	ENTERGY CORP ETR	ETR	US	0,743	49,25%	52,61%	32,03%	0,557	67,00%	33,00%
17	EXELON CORP EXC	EXC	US	0,732	51,19%	58,11%	36,92%	0,553	66,14%	33,86%
18	FIRSTENERGY CORP FE	FE	US	0,729	41,48%	55,52%	42,30%	0,588	70,68%	29,32%
19	FPL GROUP INC FPL	FPL	US	0,622	44,41%	55,80%	24,20%	0,465	69,25%	30,75%
20	GREAT PLAINS ENERGY INC GXP	GXP	US	0,507	35,72%	49,43%	25,91%	0,401	73,68%	26,32%
21	HAWAIIAN ELECTRIC INDS HE	HE	US	0,580	31,75%	66,47%	38,38%	0,485	75,90%	24,10%
22	IDACORP INC IDA	IDA	US	0,812	45,17%	51,83%	1,40%	0,562	68,88%	31,12%
23	INTEGRYS ENERGY GROUP INC TEG	TEG	US	0,645	36,29%	49,55%	24,12%	0,506	73,37%	26,63%
26	NSTAR NST	NST	US	0,597	53,47%	64,42%	36,70%	0,446	65,16%	34,84%
27	PEPCO HOLDINGS INC POM	POM	US	0,830	51,38%	60,33%	38,96%	0,632	66,06%	33,94%
28	PG&E CORP PCG	PCG	US	0,789	48,61%	55,06%	37,78%	0,606	67,29%	32,71%
29	PINNACLE WEST CAPITAL CORP PNW	PNW	US	0,626	43,47%	49,69%	33,91%	0,486	69,70%	30,30%
30	PNM RESOURCES INC PNM	PNM	US	0,962	42,18%	57,12%	28,29%	0,739	70,33%	29,67%
32	PPL CORP PPL	PPL	US	0,759	52,18%	60,44%	20,42%	0,536	65,71%	34,29%
33	PROGRESS ENERGY INC PGN	PGN	US	0,592	51,19%	55,40%	22,09%	0,423	66,14%	33,86%
34	PUBLIC SERVICE ENTRP GRP INC PEG	PEG	US	0,772	57,53%	64,38%	40,26%	0,575	63,48%	36,52%
35	PUGET ENERGY INC PSD	PSD	US	0,616	52,46%	57,44%	34,91%	0,459	65,59%	34,41%
37	SIERRA PACIFIC RESOURCES SRP	SRP	US	0,935	63,40%	64,10%	32,63%	0,655	61,20%	38,80%
38	SOUTHERN CO SO	SO	US	0,474	47,75%	56,27%	30,14%	0,355	67,68%	32,32%
39	TXU CORP TXU	TXU	US	0,595	76,47%	85,25%	0,00%	0,337	56,67%	43,33%
40	UIL HOLDINGS CORP UIL	UIL	US	0,910	45,24%	51,10%	40,17%	0,716	68,85%	31,15%
41	UNISOURCE ENERGY CORP UNS	UNS	US	0,658	69,98%	74,97%	37,99%	0,459	58,83%	41,17%
42	UNITIL CORP UTL	UTL	US	0,080	52,09%	61,10%	33,40%	0,059	65,75%	34,25%
43	WESTAR ENERGY INC WR	WR	US	0,738	50,12%	53,79%	28,80%	0,544	66,61%	33,39%
44	WISCONSIN ENERGY CORP WEC	WEC	US	0,623	45,55%	59,22%	36,34%	0,483	68,71%	31,29%
45	XCEL ENERGY INC XEL	XEL	US	0,624	47,56%	56,47%	26,75%	0,463	67,77%	32,23%
	Promedio			0,715	48,28%	56,57%		0,526	0,677	0,323

Anexo 6: Paridad Cambiaria

El objetivo del siguiente anexo es aclarar el concepto de paridad cambiaria (1 unidad de moneda local es igual a 1 unidad de moneda extranjera) frente a las relaciones de economía internacional: Paridad de Poder Adquisitivo (Purchasing Power Parity), Relación Internacional de Fisher (International Fisherian relation), Expectativas de tasa de Cambio (Foreign Exchange Expectation Expression) y Paridad Tasa de Interés (Interest Rate Parity).

En primera instancia hay que tener presente que solamente bajo situación de equilibrio global las oportunidades de arbitraje no existen, y por lo tanto todos los bienes, servicios y activos financieros tendrán el mismo precio, independientemente de la moneda en la cual se expresen. Esto puede ser expresado en términos de las cuatro relaciones básicas de paridad internacional, cuando igualamos los precios de bienes y servicios entre países nos referimos a paridad de poder adquisitivo - PPA, por su parte al igualar las tasas de retornos de los activos financieros entre países se da la relación de paridad tasa de interés - IRP. La relación de las tasas de cambio *spot* y *forward* está dada por la expresión de expectativas de tasas de cambio – FEEE y finalmente, la relación entre tasas nominales y reales se denomina por la relación Fisheriana - IFR.¹⁵

La relación entre las anteriores expresiones de paridad internacional se muestra a continuación:

¹⁵ Allen, Linda (1997). "Capital Markets and Institutions: A Global View." Ed. John Wiley & Sons, Inc. USA.

cambio entre moneda local y moneda extranjera es igual a 1. Si esto es cierto se cumple entonces que la tasa de cambio *spot* del periodo t es igual a la del periodo t+1, por lo tanto:

Ecuación 11: Tasa de cambio fija

$$S_t^{LOCAL,US} = S_{t+1}^{LOCAL,US} = 1$$

Aplicando la relación de paridad del poder adquisitivo, PPA, se tiene que:

Ecuación 12: Paridad de Poder Adquisitivo

$$\frac{S_{t+1}^{LOCAL,US}}{S_t^{LOCAL,US}} = 1 = \frac{1 + \pi^{US}}{1 + \pi^{LOCAL}}$$

Y esto solo es cierto si las inflaciones son iguales en los países analizados.

Por otra parte ya que la tasa de cambio es fija e igual a 1, entonces la tasa forward siempre va a ser igual 1, y por la paridad de tasas de interés, IRP, se debe cumplir que:

Ecuación 13: Expectativas de Tasa de Cambio

$$F_t^{LOCAL,US} = S_t^{LOCAL,US} = 1$$

Ecuación 14: Paridad Tasa de Interés

$$\frac{F_t^{LOCAL,US}}{S_t^{LOCAL,US}} = \frac{1 + r^{US}}{1 + r^{LOCAL}} = 1$$

Y esto solamente se cumple si las tasas nominales de interés son iguales.

Con base en lo anterior y por la relación de Fisher es fácil demostrar que si las inflaciones son iguales y las tasas de interés nominal lo son, entonces la tasa real debe serlo.

El anterior concepto es tomado por la CREG para la determinación de las tarifas de remuneración de la transmisión de energía eléctrica, ya que al calcular el valor de la anualidad utiliza el valor de reposición a nuevo de los activos en pesos, la vida útil estimada por el regulador y la tasa de interés es el WACC en dólares. Al calcular la anualidad en pesos reales con una tasa de interés real en dólares está asumiendo que esta tasa es igual en pesos y en dólares, lo cual se cumple bajo las relaciones de paridad internacional e implica que las tasas nominales e inflaciones son iguales, si y solo sí la tasa de cambio es igual a 1, en otras palabras bajo el supuesto de paridad cambiaria.

Como conclusiones finales de este anexo, primero se reitera que el concepto de paridad cambiaria (1US\$=1\$) es distinto a las relaciones de paridad de poder adquisitivo y paridad tasa de interés. En la realidad, tal como se demostró en el estudio, la devaluación no está definida únicamente por el diferencial de inflaciones. Siendo purista desde un enfoque teórico, paridad cambiaria supone que las inflaciones son iguales para mantener la paridad del poder adquisitivo, en otras palabras, que se cumpla el supuesto de precio único (Teorema del Precio Único), es decir que el precio de un bien sea igual indistintamente del país, lo cual implica que las tasas reales y las tasas nominales son iguales entre países. Lo anterior no quiere decir que si en la práctica las inflaciones no son iguales y la devaluación no es el diferencial de inflaciones, las tasas nominales sean iguales así como en la práctica tampoco es cierto que las tasas reales sean iguales.

Adicionalmente se ha demostrado que las relaciones de paridad internacional no se cumplen, tal como lo mencionan múltiples autores (Bessembinder, Clinton, Dooley et. al., Frenkel et. al., Mahdavi et. al., Meese et. al., Merrick et. al., entre otros). Precisamente como estas relaciones no se cumplen en la realidad si la CREG asume paridad cambiaria es un supuesto regulatorio que no se puede demostrar empíricamente que se cumpla en la realidad.

Aunque parezca un tema de notación sería importante aclarar si la CREG asume paridad cambiaria en el sentido estricto, tal como lo ha tratado el consultor, o si solo está asumiendo el cumplimiento de alguna de las relaciones de paridad internacional. Lo

anterior muestra que la regulación no es clara ni explícita en este tema pudiendo generar confusión en los agentes regulados. En el documento final presentado por el consultor el tema de paridad cambiaria se asume en toda su extensión, lo cual implica que las inflaciones, las tasas reales y las tasas nominales son iguales.

Finalmente, se resalta que esta discusión surge por el tratamiento hecho por la CREG al costo de la deuda en el cual parte de una tasa de referencia local mientras en el costo del Equity lo hace a partir de parámetros internacionales. Si se es consistente con la teoría de eficiencia del mercado, todos los parámetros se deberían referenciar a un mercado que se aproxime al ideal de mercados eficientes. Para cerrar el tema, cabe mencionar que el principal limitante del cálculo del costo de la deuda hecho por la CREG es que este no refleja en la práctica el costo de endeudarse en el mercado, independientemente de cómo se llegue a dicho costo.

3 BIBLIOGRAFÍA

- Alexander, I., Mayer, C. y Weeds, H. (1996). *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison*. Policy Research Working Paper No. 1968. The World Bank, 1996.

- Alexander, I., Estrache, A. y Oliveri, A. (1999) *A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital*. London Economics. Pg. 7, July, 1999.

- Bernstein, J.I., Sappington, D. (1998). *Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans*. Working Paper 6622. <http://www.nber.org/papers/w6622>. National Bureau of Economic Research.

- Bernstein, J.I. (2000). *Price Cap Regulation and Productivity Growth*. Carleton University and National Bureau of Economic Research. www.csls.ca

- Celli T., Prasad Rae D., Bates G. (1997). *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Lower Academic Publishers.

- Coelli, T., Estache, A., Perelman, S. y Trujillo, L. (2001). *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*. WBI Development Studies, Washington D.C.

- Davidson W., Rangan N., Rosenstein S., (1997) *Regulation and Systematic Risk in the Electric Utility Industry: A Test of the Buffering Hypothesis*, The Financial Review V32 N1, PP. 163-184

- Die wert E., (2001) *The Challenge of Total Factor Productivity Measurement*, Department of Economics, University of British Columbia.

- EIA: *Electricity Industry Restructuring*. U.S. Department of Energy. Tomado el 28 de marzo de 2008 de:
http://www.eere.energy.gov/de/electricity_restructuring.html.
- Jamison M., (2005) *Regulation: Price Cap and Revenue Cap*, *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, Vol. 3, Barney Cape hart, ed., pp. 1245-51, New York: CRC Press, Taylor and Francis Available at SSRN:
<http://ssrn.com/abstract=959684>
- Littlechild, S. 1983. *Regulation of British Telecommunications Profitability*. London. Department of Industry.
- Organization for Economic Co-Operation and Development (2001) *Measuring Productivity: Measurement of aggregate and industry-level productivity growth*, OECD Manual.
- Parker D., (1997) *Price cap regulation, profitability and returns to investors in the UK regulated industries*, *Utilities Policy*, Vol. 6, No. 4, pp. 303-315
- Pindyck R., Rubinfeld D., (2001) *Microeconomía*, Prentice Hall.
- Villarreal J., Rosillo J., Cruz J., (2003) *Finanzas Corporativas: Valoración, Política de Financiamiento y Riesgo*. Thomson
- Villarreal J., (2007) *Asesoría en el cálculo y soporte de la tasa de remuneración para el negocio de la transmisión de la energía eléctrica en Colombia*. ANDESCO
- Villarreal J., Córdoba M., Roa D., (2007) *Valoración de activos: la importancia de la tasa de descuento*. Economía Colombiana – Contraloría General de la República, Edición 318 Mayo 2007, ISSN 01204998, Bogotá, Colombia

- Villarreal J., (2008) *Asesoría para la revisión de las propuestas regulatorias para la determinación de la tasa de remuneración de la transmisión eléctrica y el factor de productividad de la transmisión y la distribución eléctrica en Colombia. Primer Informe – Factor de Productividad*. ANDESCO

3.1 Bibliografía Complementaria Paridad Cambiaria

- Allen, Linda (1997), *Capital Markets and Institutions: A Global View*. Ed. John Wiley & Sons, Inc. USA.
- Bessembinder, H. *Bid Ask Spreads in the Interbank Foreign Exchange Market*. Journal of Financial Economics 35 (1994): 317-348.
- Clinton, K. *Transactions Cost and Covered Interest Arbitrage: Theory and Evidence*. Journal of Political Economy 96, No. 2 (1988): 358-370.
- Dooley, M. and P. Isard. *Capital Controls, Political Risk, and Deviations from Interest Rate Parity*. Journal of Political Economic 88, No. 21 (1980): 370-384.
- Frenkel, J. and R. Levich. *Covered Interest Arbitrage: Unexploited Profits?* Journal of Political Economy 83, No. 2 (1975): 325-338.
- Mahdavi, S. and S. Zhou. *Purchasing Power Parity in High Inflation Countries: Further Evidence*. Journal of Macroeconomics 16, No. 3 (1994): 403-422.
- Meese, R. and K. Kogoff. *Was it Real? The Exchange Rate – Interest Differential Relation over the Modern Floating Rate Period*. Journal of Finance 43, No. 4 (1988): 933-948.
- Merrick, J., and A. Saunders, *International Expected Real interest Rates: New Tests of the Parity Hypothesis and U.S. Fiscal Policy Effects*. Journal of Monetary Economics 18 (1986): 313-322.