

La Determinación del Costo de Capital en América Latina
Un Estudio Comparativo de Casos

Martín Rodríguez Pardina

Texto de Discusión N° 44
ISBN 987-519-108-6
(Mayo 2003)

CEER

Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Universidad Argentina de la Empresa
Lima 717, 1° piso
C1073AAO Buenos Aires, Argentina
Teléfono: 54-11-43797693
Fax: 54-11-43797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar
<http://www.uade.edu.ar/economia/ceer>

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Agua y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Ing. Eduardo Cevallo, Presidente Ente Tripartito de Obras y Servicios Sanitarios. Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Dr. Antonio Estache, World Bank Institute, Dr. Carlos Newland, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Decano Facultad de Ciencias Económicas (UADE).

Director: Dr. Diego Petrecolla

INVESTIGADORES: Lic. Diego Bondorevsky, Dr. Omar Chisari, Dr. Gustavo Ferro, Dr. Diego Petrecolla, Dr. Martín Rodríguez Pardina, Lic. Carlos Romero, Lic. Christian Ruzzier, Lic. Iván Canay.

Ayudantes de Investigación: Lic. Mauricio Roitman, Lic. Solange Cohen.

La Determinación del Costo de Capital en América Latina

Un Estudio Comparativo de Casos

Martín A. Rodríguez Pardina

I Introducción

El objetivo de este trabajo es presentar un análisis comparativo de la determinación del costo de capital en sectores regulados en distintos países de América Latina. Los años noventa mostró una importante transformación en los sectores de servicios públicos que se inició en los países centrales pero que tuvo su mayor difusión e impacto en América Latina. Así, por ejemplo un 48% de la inversión directa en infraestructura y un 35% del total de proyectos de participación privada durante ese período tuvieron como destino países de América Latina¹.

Este proceso de transformación se movió en dos ejes: la privatización de empresas públicas y la reestructuración de sectores verticalmente integrados para posibilitar la competencia allí donde esto fuera posible. En general estos procesos reconocen en mayor o menor grado cuatro objetivos sustantivos: sostenibilidad del servicio, eficiencia asignativa, eficiencia productiva y equidad.

La búsqueda de eficiencia fue en gran medida uno de los objetivos fundamentales del proceso de reforma. Para ello por un lado se buscó introducir competencia en áreas como las telecomunicaciones y la generación eléctrica. Este mecanismo asegura no sólo el objetivo de eficiencia productiva sino que además, bajo condiciones normales, garantiza la sostenibilidad del servicio y la eficiencia asignativa.

En las áreas en que subsisten condiciones de monopolio natural (típicamente distribución y transporte de gas y electricidad y agua y saneamiento) por otra parte se debe recurrir a la regulación como subrogado de la competencia para compatibilizar los intereses de los distintos actores involucrados.

La privatización más allá de su impacto y los objetivos que pretende alcanzar puede ser vista más que como un fin en si mismo como un medio para implementar un cambio fundamental en el mecanismo de governance de las empresas. En parte la idea de este cambio es quitar a las empresas de servicios públicos su rol como instrumentos de política económica de corto plazo.

Uno de los resultados directos y más importantes de estos procesos es entonces que aparece la necesidad explícita de regulación de las empresas de servicios públicos. Dado que en mercados regulados no existe libre entrada y salida de competidores no es posible contar con el mecanismo automático que regula el funcionamiento de los mercados competitivos. Se debe entonces recurrir a la regulación económica de las empresas de forma tal de alcanzar los objetivos antes planteados.

La regulación económica se compone de conjunto de normas (leyes, decretos y contratos de concesión) e instituciones (regulador, secretaría sectorial, organismo de defensa de la competencia) que definen el marco en el cual se desenvuelve la actividad

¹ Fuente: World Bank – PPI Databank? GUASCH – Cita exacta

tras el proceso de transformación. En general estos marcos dan la definición de los objetivos discutidos más arriba y en particular dan en muchos casos las definiciones de sostenibilidad que es necesario garantizar para las empresas que se desenvuelven en el sector. Un resumen de estas reglas de sostenibilidad para los países y sectores de la muestra se presenta en el Cuadro I.

En la medida en que existe un objetivo de sostenibilidad, se puede afirmar que la variable regulada es la tasa de ganancia que obtiene el monopolista, pudiendo esta regulación ser directa (regulación por tasa de ganancia o costo de servicio) o indirecta (regulación por precios máximos). Si bien ambos mecanismos difieren en varios aspectos (particularmente en los incentivos a la eficiencia productiva que brindan), estas diferencias son de grado más que de fondo y en ambas aparece como elemento central el garantizar la sostenibilidad del servicio.

La sostenibilidad está íntimamente relacionada con la posibilidad de los inversores de recuperar el capital invertido y obtener una retribución justa y razonable como compensación por el capital invertido. Los mecanismos para la determinación del costo de capital o tasa de rentabilidad justa y razonable pasan a ser entonces un elemento clave de todo sistema regulatorio.

Antes de entrar en la comparación de los casos latinoamericanos es importante detenerse muy brevemente en algunos antecedentes internacionales. Estos son importantes si se tiene en cuenta que uno de los objetivos de la reforma es atraer inversiones extranjeras a estos sectores. El costo de oportunidad entonces viene dado por inversiones similares en otros países de la región y del mundo con la cual los antecedentes americanos pasan a ser de primordial importancia.

La doctrina norteamericana resulta en este contexto importante además por tratarse del país con mayor tradición regulatoria y el principal origen de los fondos de inversión destinados a América Latina. Los criterios para determinar la justicia y razonabilidad de una tasa de retorno fueron fijados por la Corte Suprema de los Estados Unidos en dos fallos que establecieron la doctrina prevaleciente en la materia, estos son: *Bluefield Water Works & Improvement Co. vs. Public Service Commission of West Virginia* (262 U.S. 679, 1923) y *Federal Power Commission vs. Hope Natural Gas Company* (320 U.S. 391 1944). Estos casos establecieron tres criterios para determinar la justicia y razonabilidad de la tasa de rentabilidad: un estándar de atracción de capital; un estándar de ganancias comparables y un estándar de integridad financiera².

Estos principios definidos en la normativa americana se han recogido en gran parte en las normas de América Latina tal como puede observarse de analizar las definiciones del Cuadro II donde se resumen los principales aspectos normativos en relación a la determinación del costo de capital en los países y sectores de la muestra.

Finalmente, antes de entrar de lleno en la comparación del costo de capital en distintos países y sectores de la región, se debe recalcar que existe una necesidad de consistencia en la totalidad del régimen regulatorio, por lo que es imposible determinar el costo de capital en forma aislada del conjunto de normas existentes y la forma en que éstas se interpretan y aplican.

² Refinamientos adicionales a estos fallos fueron establecidos por la Corte Suprema de los Estados Unidos en los que se reconoce la diferencia entre riesgos regulatorios (*Duquense Light Company et al. vs. David Barasch et al.*) y principios de atracción de capital (*British Columbia Electric Railway vs. Public Utilities Commission of British Columbia et al.*).

Cuadro I
Principios de Sostenibilidad

País	Electricidad		Gas		Agua	
	Instrumento	Descripción	Instrumento	Descripción	Instrumento	Descripción
Uruguay	Ley 16.832, Artículo 17	Las tarifas máximas que percibirán transmisores y distribuidores por el uso de sus respectivas redes por parte de terceros, aprobadas conforme a lo dispuesto por el artículo 13, deberán cubrir los costos operativos directos del servicio, incluyendo la amortización de los bienes de uso afectados al mismo, así como una utilidad razonable.	N/A	N/A	N/A	N/A
Argentina	Ley 24.065 artículo 40	Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada[...]	Ley 24.076 artículo 38	ver descripción sector electricidad	Decreto 999 Artículo 44	[...]Los precios y tarifas tenderán a reflejar el costo económico de la prestación de los servicios de agua potable y desagües cloacales incluyendo el margen de beneficio del Concesionario [...]
Bolivia	Ley 1.604 Artículo 51	Las tarifas base se calcularán tomando en cuenta [...] El costo de las compras de electricidad, gastos de operación, mantenimiento y administración, intereses, tasas e impuestos que por ley graven a la actividad de la Concesión, cuotas anuales de depreciación de activos tangibles, amortización de activos intangibles y la utilidad resultante de la aplicación de la tasa de retorno sobre el patrimonio establecida en la presente ley.	N/A	N/A	N/A	N/A
Brasil	Ley 8.631 (1993) Artículo 2	Remuneración necesaria para la cobertura de costo de servicio de cada distribuidor según sus características específicas, de forma de garantizar la prestación adecuada del servicio	N/A	N/A	N/A	N/A

Cuadro 2
Normativa sobre Rentabilidad

País	Electricidad		Gas		Agua	
	Instrumento	descripción	instrumento		Instrumento	descripción
Uruguay	decreto 22/1999	La tasa a utilizar [...] será de 10% real anual. Esta tasa será mantenida en tanto la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica no realice un estudio que la tasa libre de riesgo mas el producto del riesgo sistemático de la actividad y el premio por riesgo del mercado resulta superior o inferior al valor de diez por ciento (10%).(sic)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Documento Costo de Capital formulado por UREE 2001	La unidad reguladora recomienda reacondicionar la redacción del artículo 82 del decreto 22/999:"La tasa de actualización a utilizar[...] será la tasa de costo de capital antes de impuestos [...]"				
Argentina	Ley 24.065 artículo 41	Las tarifas deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.	Ley 24.076 artículo 39	A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:a) Que dicha rentabilidad sea similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.	Addenda A punto 4.2	Corresponde al costo del capital utilizado por el Concesionario, resultante del costo de la deuda contraída en los mercados locales e internacionales y del costo de los capitales patrimoniales.
Bolivia	Ley 1.604 Artículo 54	La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años.	N/A	N/A	N/A	N/A

Lejos de ser elementos independientes que entran en la ecuación económica de la empresa, los distintos componentes están íntimamente interrelacionados y la correcta determinación de cada uno de ellos depende íntimamente de los supuestos y métodos utilizados en la determinación y evaluación de los restantes.

A modo de ejemplo se puede considerar la interrelación entre la determinación del costo de capital y la de la base de capital sobre la cual será aplicado. Entre las formas de determinación del capital se puede utilizar una valuación histórica de éste o alternativamente una valuación basada en valores de reposición. La forma escogida tiene un impacto directo sobre el costo de capital ya que una valuación basada en costos de reposición es más riesgosa para los accionistas que una valuación histórica. Gordon (1977)³ demuestra cómo el adoptar valores de reposición puede resultar en un mayor costo de capital, reflejando este mayor riesgo.

En este sentido debe entenderse que la comparación que se presenta en este trabajo es solo parcial por cuanto no incorpora, excepto en algunos pocos casos puntuales, detalles sobre los restantes elementos que hacen al régimen regulatorio de cada uno de los casos considerados. Las conclusiones por lo tanto son sólo tentativas y buscan resaltar los aspectos más relevantes en cuanto a similitudes y diferencias. Las mismas, sin embargo, no pueden ser extrapoladas directamente para alcanzar conclusiones definitivas sobre la medida en que los distintos sistemas regulatorios o los agentes que en ellos participan alcanzan los objetivos regulatorios ya discutidos.

El resto del documento se organiza de la siguiente manera. La sección II presenta las principales características de la muestra incluida en el estudio. La sección III discute la comparación del tratamiento de la estructura de capital adoptada. En la sección VI se detalla la comparación del tratamiento del costo del endeudamiento. En la sección V se analiza la determinación del costo del capital propio y finalmente las conclusiones se presentan en la sección VI.

II La Muestra

El Cuadro III muestra un resumen de las estimaciones del costo de capital discutidas en este trabajo detallando la principal información de cada uno de los casos. Las fuentes documentales utilizadas en cada una de las estimaciones incluidas en la muestra se detallan en el Anexo I.

Como puede observarse, los trece casos comprendidos en la muestra incluyen empresas de gas (transporte y distribución) en dos revisiones tarifarias, empresas eléctricas (transmisión y distribución) y empresas de agua y saneamiento. La muestra incluye casos en cuatro países (Argentina, Bolivia, Brasil y Uruguay) abarcando tanto decisiones por parte del regulador (gas, electricidad) como propuestas por parte de las empresas (agua, electricidad). Las estimaciones están distribuidas en el período que va de 1996 a 2001 y cubren revisiones periódicas que van de 1998 a 2003.

³ Citado por Morin 1999

Cuadro III
Resumen de la Muestra

País	Sector	Actividad	Empresa	Caso	Caracter	Tasa Utilizada	Moneda / Nominal / Real	Tasa impositiva	Inflación
Argentina	Electricidad	Transmisión	Transener	Transener-R	Regulador	Capital Propio	USD / Nominal	-	-
				Transener-E	Empresa	Promedio	USD / Nominal	33%	
			Transnoa	Transnoa-R	Regulador	Capital Propio	USD / Nominal	-	-
				Transnoa-E	Empresa	Promedio	USD / Real	33%	2.5% (USA)
	Agua	Distribución	Aguas Argentinas	AAAA	Empresa	Promedio	USD / Nominal	35%	-
	Gas	Transporte	Todas las afectadas a la actividad	Gas-T-R1	Regulador	Promedio	USD / Real	30%	1.9% (USA)
		Distribución		Gas-D-R1	1 Revisión	Promedio	USD / Real		
		Transporte	Todas las afectadas a la actividad	Gas-T-R2	Regulador	Promedio	USD / Real	35%	1% (USA)
Distribución		Gas-D-R2		2 Revisión	Promedio	USD / Real			
Uruguay	Electricidad	Transmisión y Distribución	UTE	UTE-R	Regulador	Promedio Antes de Impuestos	USD / Real	30%	2.5% (USA)
				UTE-C	Consultor		USD / Real		
Bolivia	Electricidad	Distribución	Todas las afectadas a la actividad	EIE-D-Bol	Regulador	ROE	USD / Nominal	-	-
Brasil	Electricidad	Distribución	Escelsa	Escelsa	Regulador	Promedio	R\$ / Real	34%	2.5% (USA) y 5.7% (Brasil)

Esta variación en la muestra nos permite un alto grado de diversidad en cuanto a sectores y países enriqueciendo las posibilidades del análisis. Esto no significa sin embargo que la muestra sea estadísticamente significativa ya que la selección de los casos que entran en la misma obedece, como criterio principal, a la disponibilidad de información.

La muestra sin embargo puede, con la excepción del caso brasilero, ser considerada representativa desde el punto de vista de los sectores reflejados. Las estimaciones presentadas cubren el 100% de los segmentos regulados de la industria del gas en Argentina, la totalidad de la distribución eléctrica en Bolivia y en Uruguay, la principal empresa de transmisión eléctrica en Argentina y una de las empresas de distribución troncal y la mayor empresa de agua en Argentina (que abastece a casi el 30% de la población del país).

En el caso de Brasil, se trata de la estimación del costo de capital para la empresa distribuidora ESCELSA que se corresponde con la primera revisión tarifaria que tuvo lugar en Brasil. Se debe señalar además que a partir del proceso de revisiones que se inicia en 2002 el organismo regulador ANEEL ha propuesto cambios significativos en la metodología⁴.

En relación con la cobertura sectorial es interesante destacar los diferentes enfoques adoptados por los reguladores. El regulador de gas en Argentina y el de electricidad en Bolivia optaron por estimar el costo de capital para la industria. En el caso de electricidad en Brasil y Argentina el regulador en cambio eligió la estimación del costo de capital de cada empresa en forma separada. Para los casos de electricidad en Uruguay y agua y saneamiento en Argentina la distinción es irrelevante por cuanto la industria se corresponde con una sola empresa bajo la órbita del regulador.

Esta primera diferencia plantea un punto interesante en cuanto al enfoque regulatorio en relación al poder de incentivos del mismo. En general, estimaciones basadas en la industria tendrán mayor poder de incentivos por cuanto se basan en información externa a la empresa y por lo tanto no serán afectadas, directamente, por el comportamiento de la misma. Esto se logra a costa de enfrentar a las empresas con mayores riesgos en la medida en que existan condiciones objetivas que hagan que los valores de la industria no sean estrictamente representativos de la realidad de una empresa en particular. Esto claramente dependerá del grado de homogeneidad de las empresas dentro de la industria.

Una estimación basada en la empresa por su parte significa menos riesgos al permitir que se tomen en cuenta las características particulares que puedan afectar a la misma. Esto implica por otro lado menores incentivos a la eficiencia productiva por cuanto puede dar lugar a comportamiento estratégico por parte de la empresa (eligiendo por ejemplo un nivel de endeudamiento no óptimo para influenciar la estimación del costo de capital). Este “trade-off” entre riesgo e incentivos a la eficiencia productiva es central al problema regulatorio en un marco de información incompleta⁵.

⁴ A partir de 2002 en Brasil se inicia un proceso de revisiones tarifarias periódicas que abarca a 64 empresas de distribución con un calendario que incluye 16 empresas en 2003, ...

⁵ Ver Laffont Tirole 1997 Para un modelo teórico donde se formaliza este trade-off en un marco con problemas de selección adversa y riesgo moral..

La existencia en algunos casos (Transener y Transnoa) de estimaciones realizadas por el regulador y por la empresa en el mismo momento en el marco de un proceso de revisión tarifaria nos permite también identificar, en casos puntuales, las diferencias de enfoque que surgen entre regulador y empresa en este tema en particular.

En resumen contamos con una muestra que si bien su conformación obedece en forma casi exclusiva a la disponibilidad de datos, presenta una interesante cobertura sectorial y una variabilidad de sectores, países y como veremos técnicas de estimación, que le dan una gran riqueza al análisis.

III Estructura de Capital

Las empresas financian sus actividades con dos fuentes principales de fondos: capital propio y deuda. La principal diferencia entre estas fuentes es que los acreedores poseen derechos prioritarios sobre los ingresos de la empresa, mientras que el capital propio sólo tiene derechos residuales. Esto significa que los accionistas reciben como retribución lo que queda después de que se cubren todos los costos incluyendo intereses y amortización de la deuda. El capital propio es por lo tanto una inversión más riesgosa y, por lo tanto, el costo de capital propio es en períodos normales más alto que el costo de endeudamiento.

Si consideramos un enfoque basado en el capital total esto es centrando el análisis en la empresa, el costo de capital relevante se obtiene como promedio ponderado del costo de endeudamiento y del costo de capital propio. Formalmente,

$$r_k = r_d (1-t) D/(D+KP) + r_{kp} KP/(D+KP)$$

donde r_k costo de capital de la firma después de impuesto,
 t es la alícuota del impuesto pagado por las corporaciones,
 r_d costo de endeudamiento de la empresa,
 r_{kp} costo de capital propio,
 KP valor del capital propio, y
 D valor de la deuda

Alternativamente, se puede considerar un enfoque basado en el capital propio, esto es centrando el análisis en el accionista en cuyo caso el costo de capital relevante será el costo del capital propio r^k . En principio ambos enfoques son equivalentes en la medida en que se tomen las precauciones necesarias para aislar los efectos impositivos que las distintas alternativas implican.

En general la práctica regulatoria moderna se basa en considerar la empresa y no los accionistas como el sujeto regulado lo que llevaría a tomar como base de capital el capital total de la empresa y no el capital propio. De esta forma, y dependiendo de cómo se consideren los ponderadores para la estimación del costo de capital (entre deuda y capital propio) y el tratamiento del costo de la deuda, se deja a la empresa la decisión sobre su estructura de financiamiento creando incentivos para la eficiencia asignativa.

El Cuadro IV muestra los criterios adoptados en relación al capital a considerar en cada uno de los casos de nuestra muestra.

Cuadro IV
Estructura de Financiamiento

País	Sector	Caso	Estructura de financiamiento	Fuente de información para cálculo apalancamiento	Estructura de financiamiento D/V
Argentina	Electricidad	Transener-R	Capital Propio	-	-
		Transener-E	Mix Capital Propio y Deuda	Balance	0,164
		Transnoa-R	Capital Propio	-	-
		Transnoa-E	Mix Capital Propio y Deuda	Balance	0,160
	Agua	AAAA	Mix Capital Propio y Deuda	Balance	0,690
	Gas	Gas-T-R1	Mix Capital Propio y Deuda	Balance Media de la Industria	0,370
		Gas-D-R1	Mix Capital Propio y Deuda	Balance Media de la Industria	0,300
		Gas-T-R2	Mix Capital Propio y Deuda	Balance Media de la Industria	0,460
Gas-D-R2		Mix Capital Propio y Deuda	Balance Media de la Industria	0,290	
Uruguay	Electricidad	UTE-R	Mix Capital Propio y Deuda	Balance	0,300
		UTE-C	Mix Capital Propio y Deuda	Balance	0,230
Bolivia		EIE-D-Bol	Capital Propio	-	-
Brasil		Escelsa	Mix Capital Propio y Deuda	Estructura media en base al mercado eléctrico Brasileiro	0,400

La muestra presenta una mayoría de casos en los que se optó por el enfoque de la empresa, esto es considerando el capital total. En sólo un caso (distribución eléctrica de Bolivia) tomaron el capital propio como base de la estimación. El caso de las transportistas de electricidad en Argentina es particular por cuanto toman el costo del capital propio y lo aplica sobre el capital total de la empresa. Sobre esto volveremos al final de este apartado.

En Bolivia la ley prevé que la tasa de rentabilidad sea calculada en base al retorno sobre el patrimonio neto (ROE), considerando el indicador promedio de las empresas eléctricas listadas en la bolsa de valores de Nueva York (NYSE). Si bien la metodología propuesta es simple, presenta graves problemas de aplicación, en especial en un país emergente como Bolivia. Sobre este punto volveremos en la discusión sobre la determinación del costo del capital propio.

En Uruguay la normativa requería en principio la utilización del costo del capital propio al igual que en Bolivia pero posteriormente se decidió un cambio en la misma a fin de utilizar el costo de capital ponderado y el capital total de la empresa.

En los restantes casos, donde la normativa no imponía una restricción en la elección de la metodología, la elección ha sido unánime hacia la adopción del enfoque de la empresa.

Otro elemento importante a considerar es la fuente de información a partir de la cual se toman las mediciones de capital y deuda de la empresa.

La estructura de capital indica en que proporción la empresa esta financiada con capital de terceros y capital propio. Hay básicamente dos formas de calcular la estructura de financiamiento: utilizando los valores de mercado o utilizando los valores contables. La utilización del valor de mercado brinda información más precisa sobre la estructura de financiamiento de la empresa. Sin embargo, en mercados poco desarrollados no es posible contar con esta información, ya que como mencionamos anteriormente, muchas de las empresas no están listadas, o si están listadas en la mayoría de los casos su deuda no lo está⁶. Existe además un problema de circularidad, ya que el valor de mercado no es más que el flujo de caja descontado al costo de oportunidad del capital, que es en definitiva lo que se quiere determinar.

Es práctica común utilizar como valores de referencia los que figuran en los estados contables y este fue el criterio utilizado en todos los estudios relevados.

En aquellos casos en los que se trata de la estimación del costo de capital de la empresa se consideró el balance de la propia empresa. Para los casos en los que el regulador estimó el costo de capital de la industria se tomó el promedio de los valores libros de las empresas en la industria. La excepción la constituye Brasil donde si bien se consideró el costo de capital de la empresa la estructura de capital se calculó en base al promedio de la industria.

En el caso de las Transportistas de electricidad en Argentina, los datos fueron obtenidos a partir del último balance de las empresas. El mismo criterio fue utilizado en la propuesta presentada por Aguas Argentinas.

En Uruguay el criterio utilizado fue el mismo. Sin embargo hubo alguna inconsistencia en el valor utilizado por la unidad reguladora. En efecto el consultor calculó la relación $D / E = 30\%$, que se traduce en la relación $D / (D + E) = 23\%$. Sin embargo la unidad reguladora, utilizando el mismo argumento de considerar la estructura actual, consideró $D/(D + E) = 30\%$.

Tanto en la primera como en la segunda revisión de Gas en Argentina, se extrajo la información de los balances y luego se obtuvo el promedio simple para cada industria (transporte y distribución). De forma similar para la distribuidora de electricidad Escelsa en Brasil se consideró la estructura de financiamiento media de la industria de distribución de dicho país.

Una vez decidida la base de capital a considerar la elección de la tasa correspondiente es inmediata ya que existe una relación unívoca entre la base y la tasa correspondiente. Esto implica que aquellos casos en los que se consideró el capital total deberían usar un costo de capital de promedio ponderado (WACC por sus siglas en inglés) y los que se basan en el capital propio deberían tomar como tasa el costo del capital propio.

Este principio básico de consistencia sin embargo no fue observado en todos los casos considerados. En la determinación de la tasa de rentabilidad de las transportistas las empresas plantearon el WACC como metodología a utilizar y la base de capital de la empresa. Sin embargo el ente regulador sostuvo la utilización del costo de capital propio como tasa de rentabilidad adecuada aplicándolo sobre el capital total de la empresa. El ente argumento que de esa forma se le dejaba mayor libertad a la empresa en cuanto a la

⁶ Alexander 1995

estructura de financiamiento. El argumento es claramente inconsistente: La estructura de capital de ambas empresas esta compuesta por capital propio y de terceros, por lo tanto lo que corresponde es utilizar una tasa que pondere esos costos diferenciados. El hecho de reconocer como costo de capital a la parte “cara” genera pocos incentivos a la búsqueda de fuentes de financiamiento más baratas.

Este constituye un buen ejemplo de como errores que se compensan dan un resultado razonable creando sin embargo antecedentes sumamente discutibles sobre la calidad técnica del proceso. Primero el Ente determina (como se discute más adelante) un costo de capital propio que es extremadamente bajo (un X% menor que el determinado para el transporte de gas en Argentina, una actividad de riesgo similar). A continuación lo compensa considerando la base de capital total de la empresa lo que implica aplicar la tasa mayor al conjunto (como vimos el costo capital propio es mayor que el de la deuda) y no considerar los efectos impositivos (que reducen el costo efectivo de la deuda al ser los intereses deducibles). Si bien defendible en el contexto donde lo único que importa es el resultado final (doctrina Hope), este tipo de decisiones son claramente ineficientes desde una óptica de creación de reputación por parte de la agencia.

IV Costo de la Deuda

El costo de endeudamiento hace referencia al costo que enfrenta la empresa por obtener financiamiento de terceros, es decir, el rendimiento requerido por los acreedores. En aquellos países donde existe un mercado de valores desarrollado, es práctica usual estimar el costo de la deuda a partir de los rendimientos de los bonos corporativos. Existe una discusión tanto a nivel práctico como teórico acerca de la consideración de valores marginales (el costo que enfrenta hoy la empresa) o valores medios, y los incentivos derivados de una u otra opción⁷.

En los países emergentes se enfrenta un problema adicional a la hora de calcular el costo de endeudamiento: los mercados de capitales en estos países no están lo suficientemente desarrollados y por lo tanto no es común encontrar bonos corporativos. En efecto solo las empresas con mejor calidad crediticia tienen acceso a este tipo de mercados.

La principal decisión que enfrenta el regulador en este tema se refiere al problema básico de incentivos versus riesgo. Puede escoger como costo de endeudamiento el propio costo de la empresa a partir de las deudas financieras que la empresa haya contraído. Esto implica poco riesgo para la empresa por cuanto reconoce el costo efectivo de endeudamiento que enfrenta. Pero al mismo tiempo esto implica que la empresa no tiene ningún incentivo a buscar financiamiento barato ya que el mismo afectaría el costo de capital que el regulador le autoriza. La alternativa es un costo de capital que no dependa directamente de las acciones de la empresa lo que brinda incentivos a la eficiencia a costa de incrementar el riesgo enfrentado por ésta.

El Cuadro V resume las opciones adoptadas en cada uno de los casos incluidos en la muestra en relación al tratamiento del costo de la deuda.

⁷ “The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience”, Chisari, Rodriguez Pardina y Rossi, CEER, 2000

Cuadro V
Estimación de la Deuda

País	Sector	Caso	Metodología	Costo deuda
Argentina	Electricidad	Transener-R	-	-
		Transener-E	Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	10.86%
		Transnoa-R	-	-
		Transnoa-E	Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	10.85%
	Agua	AAAA	Brady Par Bond 2023 stripped Yield promedio semanal de los últimos tres años +impuesto s/ deuda (15%)	15.67%
	Gas	Gas-T-R1	Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	12.56%
		Gas-D-R1	Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	13.02%
		Gas-T-R2	Promedio de rendimiento de ON de una muestra de empresas argentina, ajustadas por la MD	11.30%
Gas-D-R2				
Uruguay	Electricidad	UTE-R	Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	7.85%
UTE-C		Tasa libre de riesgo + riesgo país utilizados en el cálculo del costo de capital propio	7.85%	
Bolivia	Electricidad	EIE-D-Bol		
Brasil		Escelsa	50% tasa promedio prestamos BNDES +50% Tasa de mercado (notas promisorias y debentures), Abril 2000 - mayo 2001	15.33%**

Como se observa, en la mayoría de los casos analizados (propuesta empresa Transnoa, Propuesta Transener, Propuesta Aguas Argentinas, primera revisión de transporte y distribución de Gas y UTE en Uruguay) el costo de endeudamiento fue considerado exógeno a la empresa e igual al costo de endeudamiento soberano del país. Esto es el costo de la deuda que enfrentan las empresas es igual a la suma de la tasa libre de riesgo más el riesgo país.

De esta manera en estos estudios se consideró que el costo de endeudamiento de las empresas relevadas es similar al costo de endeudamiento del país. Esta metodología es también la adoptada por reguladores en UK. Al respecto cabe hacer dos comentarios. Por un lado se puede argumentar que algunas empresas pudieron acceder a crédito a tasas más bajas que las obtenidas por el país⁸, sin embargo, este argumento no parece sostenible en el largo plazo. En efecto una empresa no puede tener menos riesgo que el país donde opera ya que el estado siempre puede apropiarse de los beneficios principalmente vía mecanismos de imposición. Por el contrario el costo de las empresas puede ser mayor al costo del endeudamiento del país, es decir, parece correcto considerar sumar un adicional sobre el costo de la deuda soberano, sin embargo, en los estudios relevados este spread no fue considerado.

⁸ En Brasil o Argentina el spread corporativo, medido como diferencia entre tasa de un bono soberano y tasa de un bono corporativo fue negativo.

En el caso de la segunda revisión tarifaria de la industria de distribución y transporte de Gas en Argentina, se decidió considerar una muestra de empresas cuya deuda cotiza en el mercado. Para ello se utilizaron promedios de datos mensuales (los últimos tres años) de rendimientos y Modified duration de cada empresa. Estos datos fueron ponderados por el nivel de capitalización total (como % de la capitalización de la muestra) para así obtener un promedio general. Finalmente se obtuvo el costo de endeudamiento a partir del ajuste según la pendiente de la curva de bonos soberanos Argentina.

La principal crítica a este trabajo esta referida a la selección de empresas: Si bien en la muestra figuran empresas reguladas, la mayoría de las empresas seleccionadas en la muestra no están sujetas a ningún tipo de régimen regulatorio y están sujetas a un nivel de riesgo menor. Adicionalmente y como se mencionó en apartados anteriores, el mercado de capitales de deuda corporativa en los países emergentes es reducido y presenta escasa liquidez, y en consecuencia la consideración del rendimiento de estos bonos puede no ser el mejor reflejo del riesgo asumido por las empresas.

En el caso de Escelsa en Brasil, el costo de endeudamiento es calculado como un promedio simple entre la tasa promedio de la captación de fondos por parte de las empresas eléctricas para el período abril 2000 a mayo del 2001 y la tasa que el BNDES les cobra a las empresas eléctricas por prestamos en el mismo período (mas un spread básico y otros spread de riesgo).

V. El Costo del Capital Propio

V.a Metodología

A diferencia del costo de la deuda que es una variable observable, el costo del capital propio por su misma naturaleza de variable residual debe ser estimado por medios indirectos. Existen en la literatura financiera una gran cantidad de alternativas metodológicas para su estimación tales como el DGM, CAPM, APM, etc. cuya discusión escapa a los objetivos de este trabajo⁹.

En todos los estudios relevados (exceptuando Bolivia), la metodología utilizada para obtener la tasa de rentabilidad esperada sobre el capital propio fue el CAPM (Cuadro VI) ajustado por riesgo país. De esta manera se incluye una prima de riesgo que compensa al inversor por el mayor riesgo asumido al invertir en un país emergente.

La metodología del CAPM puede resumirse de forma sintética en la siguiente expresión:

$$r_{kp} = r_f + \beta_e (r_m - r_f) + r_p$$

Donde r_{kp} es el retorno esperado del capital propiedad de los accionistas, r_f representa el retorno de un activo libre de riesgo, r_m simboliza el retorno de la cartera diversificada y la diferencia entre r_m y r_f constituye el riesgo sistemático del mercado. El

⁹ Ver ... para un tratamiento teórico de las distintas metodologías. Morin (1999) presenta una discusión de las metodologías desde una óptica regulatoria. [Versión en ingles del libro de Ian: Ver capitulo xx, yy, zz de este libro para una discusión sobre aspectos metodológicos de la estimación del costo de capital propio]

coeficiente β_e mide el riesgo específico de la acción y r_p representa el riesgo soberano del país.

Cuadro VI
Costo Capital Propio

País	Sector	Caso	Metodología	Valor asumido
Argentina	Electricidad	Transener-R	CAPM modificado	10,54%
		Transener-E	CAPM modificado	Bajo)12.44% medio)14.4% alto)15%
		Transnoa-R	CAPM modificado	12,77%
		Transnoa-E	CAPM modificado	14,70%
	Agua	AAAA	CAPM modificado	16,71%
	Gas	Gas-T-R1	CAPM modificado	16,09%
		Gas-D-R1	CAPM modificado	17,76%
		Gas-T-R2	CAPM modificado	14,97%
Gas-D-R2		CAPM modificado	15,56%	
Uruguay	Electricidad	UTE-R	CAPM modificado	11,34%
		UTE-C	CAPM modificado	12,05%
Bolivia	Electricidad	EIE-D-Bol	Promedio Return on Equity empresas cotizantes en Bolsa NY	10,10%
Brasil		Escelsa	CAPM modificado	19.27% **

Si bien en el conjunto de casos de la muestra existe un marcado grado de homogeneidad en cuanto al modelo utilizado para estimar el costo de capital propio existen marcadas diferencias en la forma en que se miden y cuantifican cada uno de los parámetros involucrados. Las opciones específicas para cada uno de los elementos se discuten en detalle en los apartados V.b a V.e. Antes de entrar en esa discusión, sin embargo conviene detenerse en el análisis del único caso que se aparta de esta metodología: la distribución eléctrica en Bolivia.

En Bolivia el marco regulatorio determina que la tasa de rentabilidad a reconocer a las empresas de distribución eléctrica debe basarse en rentabilidad sobre el patrimonio la que debe ser igual al promedio de la rentabilidad de empresas de servicios públicos que coticen en Nueva York. Formalmente, en relación a la estimación del costo de capital la Ley de Electricidad de Bolivia establece:

ARTÍCULO 54.- (TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS).- La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluídas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años.

La Superintendencia de Electricidad reglamentará los costos financieros a ser reconocidos como parte de los costos de explotación de la empresa de Distribución.

Siguiendo en gran medida los antecedentes de la ley chilena de electricidad en Bolivia se ha optado por incluir en el marco regulatorio normas con gran detalle de forma tal de dar certeza a los inversores sobre la estabilidad del marco regulatorio¹⁰. Si bien el objetivo es válido, se corre el riesgo de incluir en una ley cláusulas detalladas sobre aspectos eminentemente técnicos que de contener errores se hacen muy difícil de rectificar. Este es el caso del costo de capital donde la norma adolece de serios problemas conceptuales y prácticos.

Entre estos problemas se puede mencionar. Primero el no considerar el riesgo país. Un inversor que enfrenta la decisión de invertir en un mercado emergente, ceteris paribus, requerirá una compensación por el mayor riesgo asumido, es por eso que normalmente al calcular el costo de capital propio en países emergentes se incluya una prima por riesgo país, independiente del riesgo específico del sector. Al tomar como comparador la rentabilidad de empresas en los Estados Unidos no se considera este riesgo específico enfrentado por los inversores.

En segundo lugar, existe un riesgo regulatorio no contemplado en este cálculo, ya que el régimen regulatorio en Bolivia es de precios máximos, mientras que en USA las empresas son reguladas bajo un esquema de tasa de retorno. Finalmente existe un problema de metodología. El indicador de retorno sobre el patrimonio neto es útil para medir la rentabilidad pasada, pero no necesariamente como estimación del costo de capital propio futuro. Es por ello que normalmente se utilizan modelos de tipo prospectivo como el CAPM.

En conclusión, en un intento por brindar certeza a los inversores la normativa boliviana en materia de costo de capital para el sector eléctrico introduce una serie de problemas e inconsistencias conceptuales. Al estar determinadas en la ley esto lleva a una gran rigidez que hace que su solución sea extremadamente complicada.

En los siguientes apartados se discute en detalle la forma de calcular cada uno de los parámetros que entran en la determinación del costo del capital propio utilizando el CAPM y las particularidades observadas en los estudios relevados.

V.b Tasa libre de riesgo

El punto de partida de la estimación del CAPM es la tasa libre de riesgo. En el mundo real no existen activos completamente libres de riesgo por lo cual se hace necesario recurrir a alguna aproximación. La práctica común en los estudios relevados fue utilizar como mejor aproximación a una situación de riesgo cero el rendimiento de los bonos del tesoro americano. El Cuadro VII presenta un resumen de los valores considerados como tasa libre de riesgo en los casos de la muestra que utilizan CAPM para estimar el costo del capital propio.

¹⁰ En la ley chilena de electricidad la rentabilidad permitida a las empresas reguladas está fijada directamente en la ley y es igual al 10%.

Cuadro VII
Tasa Libre de Riesgo

País	Sector	Caso	Metodología	Valor
Argentina	Electricidad	Transener-R	Rendimiento promedio licitaciones T-Bond 30 USA en julio 1997-1998	5.18%
		Transener-E	Rendimiento T-Bond 30 USA fines de marzo 1997	5.97%
		Transnoa-R	Rendimiento promedio licitaciones T-Bond 30 USA en 1998	5.57%
		Transnoa-E	Rendimiento T-Bond con vida promedio igual a la industria (30 años)	5.94%
	Agua	AAAA	Brady Par Bond 2023 stripped Yield promedio semanal de los últimos tres años (incluye prima de riesgo país implícita)	13.63%
	Gas	Gas-T-R1	Rendimiento T-Bond USA correspondiente con una vida promedio similar a la correspondiente a la industria	6.39%
		Gas-D-R1	Regresión lineal a partir de los rendimientos y modified duration promedio diario de los US treasury (3, 6 y 12	6.55%
		Gas-T-R2		4.62%
Gas-D-R2			4.62%	
Uruguay	Electricidad	UTE-R	Rendimiento T-Bond 30 USA 19 septiembre 2000	5.88%
		UTE-C	Rendimiento T-Bond 30 USA 19 septiembre 2000	5.88%
Brasil		Escelsa	Rendimiento promedio geométrico mensual 1980-2001 T-Bond 30 USA	8.15%

El problema que aparece entonces es el referido al plazo a ser considerado. Existen emisiones de bonos del tesoro americano para plazos diferentes, y los estudios relevados han computado el valor de la tasa libre de riesgo aplicando diferentes enfoques. En particular hay una extensa discusión sobre el plazo que es considerado relevante contemplar y la medida a utilizar.

De acuerdo a la estructura temporal de las tasas de interés, existe una relación directa entre la tasa de interés (o rendimiento de los bonos) y madurez (el vencimiento) o vida promedio. A medida que mayor es el período de madurez de los bonos mayores son las tasas de interés, porque mayor es el riesgo asociado a factores imprevistos que pueden cambiar la tasa de interés de mercado -aumentos en la inflación esperada o a cambios en las expectativas de parte de los agentes económicos respecto a las políticas económicas del gobierno, etc. En general, bajo condiciones normales la curva de rendimientos tiene pendiente positiva, esto es, a medida que aumenta el tiempo de realización de un bono (o de una empresa), mayor es el rendimiento exigido a la inversión debido a que aumenta la incertidumbre respecto al futuro.

Aun habiendo consenso en cuanto al concepto de tasa libre de riesgo, se presentan diferencias en cuanto al valor numérico adoptado de acuerdo al enfoque utilizado en relación al plazo relevante a considerar.

En el caso de las empresas de transmisión de electricidad en Argentina, hubo diferencias entre las propuestas presentadas por las empresas y la aprobada por el Regulador. Por ejemplo en la determinación de la tasa de retorno de Transener, el regulador consideró el rendimiento promedio entre julio de 1997 - 1998 de T-Bond 30 años, mientras que en la propuesta de la empresa se consideró el valor puntual a la fecha.

Lo mismo ocurrió en el caso de Transnoa (exceptuando que el Regulador consideró el rendimiento promedio para el año 1998).

En relación a la consideración de valores promedio o valores corrientes de mercado cabe hacer alguna aclaración. Por un lado, bajo condiciones de eficiencia de los mercados, tomar el dato del momento refleja de manera adecuada la percepción del mercado sobre las condiciones vigentes y las de largo plazo, y claramente es el enfoque a utilizar en contextos de alta estabilidad en las tasas de interés. Por otra parte en contextos de alta volatilidad el considerar la consideración del valor de mercado puede resultar en una sobrestimación dada una sobre reacción por algún shock (que en algunos casos puede ser transitorio).

La comparación de casos muestra diferentes enfoques a este respecto. Así mientras que en Brasil el Regulador optó por considerar el promedio geométrico de un T-Bond 30 años para el período 1980-2001, en Uruguay tanto el consultor como el Regulador consideraron un valor al momento del cálculo.

En el caso del sector Agua en Argentina, la tasa considerada en la propuesta presentada por la empresa fue la de un Brady Par Bond. En este caso particular, la normativa¹¹ establece la utilización de este Bono soberano Argentino denominado en dólares y por lo tanto no se hizo explícita la separación entre tasa libre de riesgo y prima por riesgo país. De esta manera la tasa aquí presentada es una tasa que contiene el rendimiento de un activo libre de riesgo, más un premio adicional por riesgo específico del país.

Para la primera revisión de tarifas llevada a cabo en el sector Gas en Argentina (transporte y distribución), el Regulador consideró una tasa libre de riesgo compatible con la vida promedio de cada actividad de la industria resultando valores distintos para distribución (estimada en 21.56 años) y transporte (19 años).

Por el contrario, para la segunda revisión (que no fue completada por la crisis desatada a comienzos del año 2002), fue considerado un valor compatible con una modified duration de 5 años. El rendimiento fue estimado econométricamente especificando la siguiente función:

$$TB_i = \alpha + \beta MD_i$$

Donde α y β son constantes a estimar, TB_i es el rendimiento promedio de los últimos 20 días de las emisiones corrientes (3, 6 y 12 meses; 2, 5, 10 y 30 años) y MD_i es la duración modificada del T-Bond¹². De esta manera aplicando una $MD = 5$ se obtuvo el valor de la tasa libre de riesgo.

¹¹ Adenda A resolución 602/99, Secretaria de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable, Argentina 1999.

¹² La duración (D) del bono se define como $D = \frac{\sum_{t=1}^N t^*(a_t + i_t)}{P}$ donde TIR es la tasa interna de retorno del Bono, P es el precio del bono, a_t son las amortizaciones y i_t son los intereses. La duración modificada

viene dada por la expresión $MD = \frac{D}{(1 + TIR)}$

En la primera revisión el criterio asumido se basó en la vida promedio del flujo de fondos de la compañía, mientras que en la segunda revisión el criterio adoptado estuvo basado en el intervalo con el que el regulador revisa los precios. Existen diferentes argumentos a favor y en contra de dichos criterios y de hecho la decisión de los Reguladores es distinta según el país que se considere.

V.c Beta

El coeficiente Beta es una medida de riesgo específico de una acción, la contribución adicional del activo al riesgo del mercado.

Formalmente:

$$\beta_j = \sigma_{jm} / \sigma_m^2$$

donde β_j es el riesgo sistemático de la acción j con respecto al mercado total, σ_{jm} es la covarianza entre el rendimiento de la acción j y el rendimiento del mercado general y por último σ_m^2 es la varianza del rendimiento del mercado.

Es práctica usual estimar este coeficiente mediante una regresión lineal, aplicando mínimos cuadrados clásicos. La estimación de este coeficiente depende del índice de mercado utilizado, de la periodicidad de los datos (semanal, mensual, anual), de la longitud de la serie utilizada y de la liquidez de la acción, entre otras cosas.

El problema principal al tratar de calcular esta medida para empresas de servicios públicos en países emergentes es que en la mayoría de los casos estas no cotizan en la bolsa y por lo tanto no es posible contar con los datos necesarios para realizar la estimación. Por otra parte, los índices disponibles en los mercados emergentes no pueden considerarse como un portafolio diversificado; en general los paneles de la bolsa cuentan con muy pocas acciones como para considerar el rendimiento del mercado representativo de todos los activos de riesgo de la economía global. Consecuentemente en todos los estudios relevados (exceptuando el caso de Escelsa en Brasil) se han utilizado valores de empresas extranjeras comparables.

Sin embargo el valor del beta comparable no puede ser considerado directamente. En efecto, la beta observada refleja el riesgo del negocio y además una prima por riesgo financiero. Una empresa puede tener características similares en cuanto a la actividad que realiza, pero diferencias en la estructura de financiamiento, por lo tanto el beta considerado no puede ser comparable. Es necesario entonces “limpiar” el riesgo financiero y solo considerar el riesgo fundamental del negocio. Esto es obtenido a partir de desapalancar el beta del capital propio (o beta apalancado, ya que considera el riesgo financiero) y así obtener el beta de los activos (beta desapalancado).

El beta del activo se define de la siguiente manera:

$$\beta_a = \beta_d (1-t) D/V + \beta_e E/V$$

En este caso β_a es el riesgo de la empresa sin tener en cuenta el efecto financiero, por consiguiente sería el riesgo sin el efecto palanca o endeudamiento. Si se considera que el riesgo de la deuda β_d es nulo, se puede demostrar entonces que el riesgo del activo o riesgo de las acciones sin el efecto palanca viene expresado de la siguiente manera:

$$\beta_a = \beta_e / (1 + D (1-t) / E)$$

y el beta apalancado:

$$\beta_e = \beta_a (1 + D (1-t) / E)$$

De esta manera, un incremento en el apalancamiento financiero, ceteris paribus, incrementará el beta del capital propio de la firma.

En términos generales, en los casos analizados se realizó el mismo procedimiento: se considero el beta estimado de la empresa comparable (que incluye el riesgo de negocio y riesgo financiero), luego se desapalanca considerando la estructura de financiamiento de la firma considerada como comparable, obteniéndose el beta del activo (que solo incluye riesgo fundamental) y finalmente se re-apalanca el beta considerando la estructura de financiamiento de la firma en cuestión.

Adicionalmente se debe tener en cuenta el tipo de regulación a la hora de utilizar valores comparables. En efecto, un mecanismo de precios máximos genera grandes incentivos a la mejora de la eficiencia dado que así puede aumentar su tasa de ganancia. Sin embargo la exposición al riesgo de la firma se ve aumentada ya que los precios no son revisados periódicamente, y por lo tanto la empresa debe asumir un cambio repentino en los costos. Este tipo de mecanismos es el que rige en los países seleccionados como caso de estudios. Un país desarrollado con esquemas similares es Inglaterra.

Por otra parte bajo un mecanismo de regulación por tasa de ganancia, el inversor enfrenta un riesgo bajo ya que cualquier efecto adverso es trasladado directamente a los consumidores vía retoques en los precios, no generando ningún incentivo a la ganancia de eficiencia. En efecto, bajo este esquema regulatorio los precios se revisan periódicamente. Este tipo de regulación es observado por ejemplo en USA.

Las diferencias en este tipo de regulación afectan el riesgo no diversificable (reflejado en el beta). Así el valor que toma el beta es mayor bajo regulación por precios máximos y menor cuando es vía tasa de ganancia. En un trabajo de Alexander, Mayer y Weeds (1996), los autores concluyen, en base al análisis de un importante número de casos, que los regímenes de bajo poder de incentivos (como es el caso de tasa de ganancia) coexisten con bajos valores del Beta, mientras que los de alto poder de incentivos resultan en betas mayores.

El Cuadro VIII resume los principales elementos de determinación del β para cada uno de los casos incluidos en la muestra.

Cuadro VIII
Determinación de los Beta

País	Sector	Caso	Metodología	Valor
Argentina	Electricidad	Transener-R	No especifica metodología	0.58
		Transener-E	promedio Betas Sector eléctrico en USA + Premio por riesgo regulatorio	Bajo) 0.52 medio) 0.58 alto) 0.64
		Transnoa-R	No especifica metodología	0.57
		Transnoa-E	Promedio Betas Sector eléctrico en USA + Premio por riesgo regulatorio corregida por riesgo específico del sector de transporte eléctrico Argentino	0.57
	Agua	AAAA	Promedio betas empresas de Agua en UK. Se considero una tasa de impuesto corporativo de 30%	
	Gas	Gas-T-R1	Valor Histórico Betas del Sector Gas en USA + Premio por riesgo regulatorio	0.58
		Gas-D-R1	Beta de distribución corregida por riesgo específico sector de transporte Gas argentino. Se considero una tasa de impuesto corporativo de 35%	0.78
		Gas-T-R2	Estimación lineal considerando Argentina, Brasil y USA, adicionando riesgo regulatorio. Se considero una tasa de impuesto corporativo de 35%	0.46
		Gas-D-R2	Promedio Betas Sector eléctrico en USA, adicionando Premio por riesgo regulatorio (UK)	0.56
	Uruguay	Electricidad	UTE-R	Promedio Sector eléctrico en USA, adicionando Premio por riesgo regulatorio (UK)
UTE-C			Promedio de Betas sector eléctrico Brasil. Se considero una tasa de impuesto corporativo de 34%	0.52
Brasil		Escelsa		0.65

La primera revisión de la industria de transporte y distribución de gas en la Argentina fue el antecedente de todos los estudios posteriores: En primer lugar se consideró el promedio ponderado de los valores de los betas de los activos (beta desapalancado) de las empresas de distribución de Gas en USA. De esta manera se obtuvo el valor de los betas de empresas de distribución de USA¹³. En base a las conclusiones mencionadas en el párrafo anterior y dado la diferencia de regímenes regulatorios en USA y Argentina, fue necesario ajustar el valor obtenido considerando un riesgo regulatorio. Una forma posible es considerando el spread entre betas bajo diferentes esquemas regulatorios: en base a una trabajo de Hetherington (1992), en este estudio se midió la diferencia entre los betas de las baby bells (empresas de telecomunicaciones locales reguladas por tasa de retorno) y las empresas de larga distancia como AT&T y MCI que son reguladas por precios máximos. Luego considerando la relación de capital propio/deuda de la industria se calculó el beta del equity de las empresas distribuidoras de gas en la argentina.

Este fue el criterio utilizado para calcular el beta de la industria de distribución de electricidad en Uruguay, considerando valores medios de las empresas de distribución de electricidad en USA, sumando una prima por riesgo regulatorio y tomando en cuenta la

¹³ Datos provistos por Value Line.

diferencia entre betas de las empresas en USA (reguladas por tasa de retorno) y las empresas en el Reino Unido (reguladas por precios máximos).

Para estimar el coeficiente beta de los activos de las transportistas de Gas a partir de las distribuidoras de gas, se identificó la relación entre el beta de las transportistas y el beta de las distribuidoras que resulta en:

$$\beta_T / \beta_D = \sigma_T / \sigma_D$$

Donde β_T es el beta de las Transportistas, β_D es el beta de las distribuidoras, σ_T y σ_D son el desvío estándar de los rendimientos de la transportista y distribuidora respectivamente.

De esta manera, la relación entre beta de las transportistas y distribuidoras puede establecerse como el cociente entre las desviaciones estándar de los rendimientos. Se consideró entonces la variación estándar del cociente entre los beneficios (antes de los resultados financieros, e ingresos y egresos netos) y los activos correspondientes a las empresas de distribución de gas, y a la variación estándar del ratio beneficios/Activos de las transportistas, en base a información de balance. Luego el beta fue re-apalancado utilizando la estructura de financiamiento de la empresa. Finalmente considerando la relación de capital propio/deuda de la industria se calculó el beta del equity de las empresas transportistas de gas en la argentina.

El mismo criterio fue el asumido para calcular el beta de las transportistas de electricidad en Argentina, considerando valores medios de las empresas de distribución de electricidad en USA, sumando una prima por riesgo regulatorio tomando en cuenta la diferencia entre betas de las empresas en USA (reguladas por tasa de retorno) y las empresas en el Reino Unido (reguladas por precios máximos). Análogamente el cálculo de la relación entre el beta de distribución y transporte se basó en base a la relación entre los desvíos estándar de los rendimientos de las distribuidoras representativas del sector en Argentina, y los de Transnoa, considerando la información del Balance.

En la segunda revisión de Gas, para el sector distribución se eligió un conjunto de empresas del sector distribución en USA, Argentina y Brasil, y utilizando datos semanales de 5 años se calcularon los beta equity mediante una regresión lineal de los retornos contra las acciones de referencia contra el índice relevante (S&P 500 para USA, Burcap para Argentina y Bovespa para Brasil), se desapalancaron los beta, se los promedió según su capitalización y se adicionó una prima por riesgo regulatorio. Para el caso de las transportistas la metodología seguida es la misma que en la primer revisión quinquenal. Tal como se mencionó en otros apartados, la inclusión de mercados latinoamericanos no permite obtener resultados robustos, dadas las limitaciones mencionadas anteriormente.

En el caso de Aguas Argentinas, se realizaron dos hipótesis: en primer lugar se consideró el promedio de los valores de las empresas de agua y cloacas del Reino Unido (beta desapalancadas considerando apalancamiento D/E = 1), luego re-apalancadas con la estructura de financiamiento de la compañía. Alternativamente se planteó el mismo enfoque pero utilizando como benchmark internacional al valor aprobado por el regulador Inglés en la última revisión.

En el caso de Escelsa en Brasil, se calculó el beta para cada empresa de distribución individualmente utilizando información del mercado domestico para el cálculo del parámetro (cotización de las acciones versus índice Bovespa). Se consideraron esos valores desapalancados por la estructura de financiamiento de cada empresa y luego se calculo un promedio al cual se apalanco por la estructura “optima” del $D/V = 40\%$. El argumento para no utilizar betas de empresas americanas reside en que las empresas brasileñas están sometidas a condiciones regulatorias y económicas distintas a las de USA. Respecto a este último punto, en parrafos anteriores se hizo mención a la forma de utilizar datos del sector americano, adicionando una prima por riesgo regulatorio. Por otra parte, si se considera a un inversor nacional, y se contempla un beta relacionado al mercado local (IBOVESPA), en el premio por riesgo de mercado se debe contemplar el mismo índice. Si en cambio se trata de un inversor extranjero, por ejemplo americano, el beta se debe obtener contra un índice como el SP500, y el premio por riesgo de mercado debe contemplar también dicho índice. Existe una inconsistencia al considerar un beta local contra un MRP internacional¹⁴.

V.d Riesgo de Mercado

En el modelo CAPM, el riesgo sistemático de mercado es medido como la diferencia entre el retorno de una cartera diversificada y el activo libre de riesgo. Mediante este parámetro se reconoce que desde el punto de vista del inversor, las acciones ordinarias son más riesgosas que la deuda y que por lo tanto los inversores deberán ser compensados con un mayor retorno dado el riesgo adicional asumido. Si bien ambos parámetros pueden ser estimados por separado, es práctica común considerar el promedio de la diferencia entre el activo libre de riesgo y el índice de mercado relevante. Aunque el cálculo parece simple, deben tenerse en cuenta algunas consideraciones a la hora de calcular la prima de riesgo de mercado.

En primer lugar debe definirse el portafolio de mercado. Al respecto la teoría del CAPM dice que deben estar incluidos todos los activos riesgosos existentes. En la práctica no es posible computar un índice que contemple todos los activos riesgosos y por lo tanto se utilizan aproximaciones.

En todos los estudios realizados la prima de riesgo de mercado fue calculada considerando como portafolio de mercado al índice S&P 500 y el rendimiento de T-Bond. El índice de S&P 500 es un índice de capitalización que representa una muestra grande de compañías (500), contemplando 88 industrias, incluyendo empresas de diferentes tamaños. Generalmente es el índice elegido como comparador debido a que es representativo de un gran número de empresas a lo largo de un gran número de industrias. Básicamente la adopción de un parámetro internacional obedece a que los mercados emergentes presentan grandes imperfecciones por lo que utilizar los datos de los mismos se estaría distorsionando el cálculo (por ejemplo en argentina hubo varios años donde el la prima de mercado fue negativa). Además, en todos los modelos se ha adicionado una prima de riesgo país como indicador del riesgo sistemático asociado al país emergente. Por lo tanto de esta manera se mide el riesgo adicional de un activo de riesgo frente a un activo libre de riesgo, independientemente del mercado en el que se esta operando.

¹⁴ Esto último plantea otro tipo de problemas, por ejemplo ruidos estadísticos en la estimación.

En segundo lugar la prima de riesgo de mercado es dependiente del período considerado en el cálculo de promedios. En general el enfoque adoptado es histórico, es decir que es adecuado considerar como retornos esperados al promedio de los retornos realizados en el pasado. Debe considerarse entonces el período más extenso sobre el que haya información disponible. En efecto, hay períodos en los que el inversor obtiene un retorno menor al esperado, que son compensados en períodos donde el inversor obtiene retornos por encima de lo esperado. En el largo plazo los valores esperados y realizados convergen. Además la prima de riesgo basada en períodos cortos puede ser extremadamente volátil (expectativas de inflación, políticas temporarias, etc) mientras que en un período lo suficientemente largo estos efectos se suavizan.

En tercer lugar, existe una discusión sobre la forma de calcular promedios históricos. Existe un gran debate, tanto a nivel práctico como a nivel académico, sobre si se debe usar el promedio aritmético o si en realidad se debe usar el promedio geométrico. Sintéticamente, los argumentos a favor del primero se centran en que como los retornos futuros son inciertos es correcto utilizar el promedio aritmético ya que es el estimador insesgado del valor esperado de un número de observaciones de una variable aleatoria, mientras que el promedio geométrico es adecuado para evaluar el retorno promedio que obtuvo un inversor en un período de tiempo, pero no como estimador del retorno futuro. Por otra parte los que defienden al promedio geométrico sostienen que los retornos no son independientes (como presuponen los que defienden al promedio aritmético) sino que existe una correlación serial a medida que se extienden los plazos, en particular el proceso tiene una reversión a la media, y por lo tanto lo correcto es utilizar el promedio geométrico. Una consecuencia directa de este último razonamiento es que los mercados no son eficientes¹⁵, contradiciendo la teoría de CAPM. Por otra parte la falta de consenso puede derivar en una cuestión oportunista: el promedio geométrico siempre resulta menor que el promedio aritmético y por lo tanto un Regulador (empresa) podría inclinarse por utilizar el geométrico (aritmético) obteniendo un premio de mercado menor (mayor).

Los principales elementos en la determinación del riesgo de mercado se resumen en el cuadro IX. Si bien existe consenso en cuanto al portafolio de mercado utilizado, los estudios relevados difieren en los períodos considerados, y la forma de cálculo de promedios.

En el caso de las Transportistas de electricidad en Argentina, tanto las propuestas de los consultores como en las resoluciones del Regulador, el promedio geométrico fue considerado. En el caso de Transener, la empresa presentó 3 escenarios, alto correspondiente al período 1926-1994, medio 1985-1994 y bajo (1970-1994). El Regulador optó por considerar como período relevante a 1970-1994¹⁶.

En Transnoa la empresa propuso como período relevante al comprendido en 1946-1998, mientras que el Regulador utilizó el período 1970-1998. En el sector agua, la empresa Aguas Argentinas propuso la utilización del promedio aritmético, considerando el período 1970-1998. En la primera revisión de Gas en Argentina se consideró el promedio geométrico considerando el período 1985-1994.

¹⁵ Bajo la hipótesis de mercados eficientes, los precios en un momento dado reflejan toda la información disponible y por lo tanto no pueden obtenerse beneficios extraordinarios.

¹⁶ En este caso en particular resulta llamativo que en la propuesta de la empresa no se utilizó la serie completa hasta 1997 (considerando que la revisión se llevó a cabo en 1998). En particular la no consideración de estos años resulta en una subestimación del premio por riesgo de mercado

Cuadro IX
Prima de Riesgo de Mercado

País	Sector	Caso	Metodología	Valor
Argentina	Electricidad	Transener-R	Promedio geométrico (1970-1994) (S&P 500 -T-Bond)	3.03%
		Transener-E	Promedio Geométrico Bajo) 1970-1994 (medio) 1985-1994 alto)1926-1994 (S&P 500 - TBond)	Bajo) 3.03% medio) 6.08% alto) 6.45%
		Transnoa-R	Promedio geométrico (1970-1998) (S&P 500 -Tbond)	5.10%
		Transnoa-E	Promedio geométrico (S&P 500 - Tbond) 1946-1998	6.80%
	Agua	AAAA	Promedio aritmético (1970-1998) (S&P 500 -Tbond)	6.30%
	Gas	Gas-T-R1	Promedio Geométrico Bajo) 1970-1994 Medio) 1985-1994 Alto)1926-1994 (S&P 500 - TBond)	Bajo) 3.03% Medio) 6.08% Alto) 6.45%
		Gas-D-R1		
		Gas-T-R2		
Gas-D-R2		Promedio simple entre 5% y 7.74% (correspondiente a promedio aritmético (S&P 500 - TBond) 1926-2000)	6.37%	
Uruguay	Electricidad	UTE-R	Promedio aritmético (S&P 500 - Tbond) 1970-1999	6.71%
		UTE-C	Promedio aritmético (S&P 500 - Tbond) 1946-1999	8.07%
Brasil		Escelsa	Promedio geométrico (1980-2001) (S&P 500 - TBond)	3.90%

En el caso de las Transportistas de electricidad en Argentina, tanto las propuestas de los consultores como en las resoluciones del Regulador, el promedio geométrico fue considerado. En el caso de Transener, la empresa presentó 3 escenarios, alto correspondiente al período 1926-1994, medio 1985-1994 y bajo (1970-1994). El Regulador optó por considerar como período relevante a 1970-1994¹⁷.

En Transnoa la empresa propuso como período relevante al comprendido en 1946-1998, mientras que el Regulador utilizó el período 1970-1998. En el sector agua, la empresa Aguas Argentinas propuso la utilización del promedio aritmético, considerando el período 1970-1998. En la primera revisión de Gas en Argentina se consideró el promedio geométrico considerando el período 1985-1994.

En la segunda revisión el valor fue calculado como un promedio entre 5% y el resultante del promedio aritmético 1926-2000 (7.74%). Al respecto se sostuvo que el límite inferior considerado corresponde al valor considerado por Reguladores Británicos y por un creciente número de académicos en las finanzas y se acerca a un valor ex – ante utilizado por reguladores y prácticos, mientras que el límite superior es la mayor

¹⁷ En este caso en particular resulta llamativo que en la propuesta de la empresa no se utilizó la serie completa hasta 1997 (considerando que la revisión se llevó a cabo en 1998). En particular la no consideración de estos años resulta en una subestimación del premio por riesgo de mercado

representación de la historia del premio por riesgo de mercado. Las críticas a esta metodología se centraron a la consideración de valores ex – ante con la misma ponderación que los valores ex – post. Se ha criticado que las predicciones son de corto plazo y la forma de cálculo no tiene demasiado sustento técnico, mientras que la utilización de valores ex – post es considerada en la mayoría de los cálculos de costo de capital a nivel internacional. Otras críticas surgen de considerar valores provenientes del Reino Unido: si bien es cierto que los parámetros considerados fueron calculados en base al mercado americano, es también cierto que para el cálculo de los betas se ha tomado una diferencia de riesgo regulatorio proveniente de UK, por lo tanto no se puede realizar críticas de consistencia rigurosas al método.

En Uruguay el consultor recomendó el uso del promedio aritmético considerando el promedio aritmético 1946-1999, mientras que la unidad reguladora consideró el período 1970-1999.

En todos los casos descritos la fuente de datos utilizada fue Ibbotson Associates¹⁸. En esta publicación la prima de riesgo de mercado es medida como el exceso de retorno del índice S&P500 sobre el retorno corriente (income return) de un bono del tesoro de 20 años.

En el caso de Escelsa en Brasil, el Regulador consideró el promedio geométrico para el período 1980-2001. Dejando de lado la discusión de si es o no un período lo suficientemente extenso, existe un problema metodológico ya que el regulador plantea estimar por separado ambos parámetros y luego obtener la diferencia de los promedios, cuando en realidad lo adecuado es medir el promedio de las diferencias, ya que estamos evaluando el exceso de retorno periódico medio sobre un período de tiempo determinado, y no el exceso de retorno medio en el período.

V.e Prima por Riesgo País

La prima por riesgo país fue introducida como forma de contemplar el riesgo adicional que enfrenta un inversor en los países emergentes. El concepto fue ampliamente utilizado en las revisiones de Argentina, Uruguay y Brasil, aunque con modificaciones según la interpretación particular de cada autor.

Específicamente la tasa libre de riesgo es medida como:

$$r_c = r_{bd} - r_f$$

donde r_{bd} es la tasa interna de un bono o un conjunto bonos domésticos y r_f es la tasa libre de riesgo.

En todos los trabajos relevados se ha utilizado esta metodología para calcular la prima por riesgo país. Sin embargo difieren en la forma de estimación, el período considerado y en los bonos utilizados como comparables de la tasa libre de riesgo. Los principales elementos de la estimación de este componente se presentan en el Cuadro X.

¹⁸ Stocks, Bonds, Bills and Inflation: Valuation edition, Ibbotson Associates. Esta es una publicación anual.

Cuadro X Riesgo País

País	Sector	Caso	Metodología	Valor
Argentina	Electricidad	Transener-R	Prima implícita en la emisión de Euronotas: Bonos Soberanos Argentinos emitidos en el mercado europeo , realizada en julio 1998	3,60%
		Transener-E	Promedio diario prima implícita en Stripped yield Brady Par Bond durante 1997	4,89%
		Transnoa-R	Ppromedio de Prima implícita en Bonos Soberanos Argentinos en el año 1998	4,29%
		Transnoa-E	Estimación econométrica (relación entre vida promedio y riesgo país) de Prima implícita en Bonos Soberanos Argentinos marzo 1997	4,91%
	Agua	AAAA	Incluida implícitamente en la definición utilizada de tasa libre de riesgo, no se realizó una separación entre tasa libre de riesgo y riesgo país	Ver explicación Tasa libre de riesgo
	Gas	Gas-T-R1	Estimación econométrica (relación entre vida promedio y riesgo país) de	6,17%
		Gas-D-R1	Prima implícita en Bonos Soberanos Argentinos marzo 1996	6,47%
		Gas-T-R2	Construcción de curvas de spread sobre Bonos Globales (últimos 36 meses), seleccionando para cada mes el spread correspondiente a MD 5, luego se trazo una línea de tendencia correspondiente a los 36 datos, considerando el último punto de dicha tendencia	7,40%
Gas-D-R2				
Uruguay	Electricidad	UTE-R	Promedio Prima implícita en Bono Global Uruguay, vencimiento 2027	1,97%
		UTE-C	Promedio Prima implícita en Bono Global Uruguay, vencimiento 2027	1,97%
Brasil		Escelsa	Prima implícita en C-Bond, promedio geométrico 1996-2001	4,97%

En el estudio de Transener, el Regulador aprueba la prima implícita en los bonos emitidos en el mercado europeo¹⁹ mientras que la Empresa considera la prima promedio implícita en la tasa stripped²⁰ del Par Bond.

Sobre la elección de Bonos, hay que tener en cuenta las condiciones de emisión de los Bonos Soberanos. En efecto deben utilizarse bonos líquidos cuyas emisiones se hayan realizado de forma voluntaria en mercados transparentes. En el caso de Transener, la consideración del regulador resulta más adecuada frente a la propuesta de la empresa. Las Euronotas fueron colocadas de forma voluntaria mientras que los Brady Par Bonds, si bien son muy líquidos, resultan de una política de salvataje de bancos internacionales elaborada a nivel global por el conjunto de países desarrollados. Se trata pues de un mercado de bonos “compulsivos” ya que fueron aceptados por los bancos para evitar pérdidas mayores.

Adicionalmente existe una cuestión de consistencia en los períodos a utilizar, es decir, el período considerado para medir la tasa libre de riesgo tiene que ser consistente con el de los bonos soberanos utilizados para calcular la tasa libre de riesgo.

En Transnoa el Regulador consideró el promedio implícito en las colocaciones de Títulos de Deuda Pública realizadas por el Gobierno Argentino durante el año 1998, no siendo consistente con el período utilizado para obtener la tasa libre de riesgo. Por su parte la empresa consideró en su propuesta una regresión en base a datos del mercado de Euronotas a fines del mes de marzo de 1997:

$$\text{LN}(r_c) = \alpha + \beta \text{LN}(VU)$$

¹⁹ Euronotas.

²⁰ Los Bonos Brady son Bonos con garantías del Tesoro americano. Por lo tanto al utilizar la Stripped yield solo se considera la parte que contiene riesgo argentino (es decir, es la tasa que se utiliza para descontar la parte del bono argentino “desnuda” del bono americano).

Donde α y β son constantes a estimar, $LN(r_c)$ es el logaritmo de la prima de riesgo calculada como la diferencia entre el bono soberano y el bono del tesoro americano, y $LN(VU)$ es el logaritmo de la vida promedio²¹. Sobre la base al análisis de regresión se proyectó cual sería la tasa de riesgo país para la vida promedio de 30 años. Como ya se mencionó, con la utilización de la vida promedio como medida se evita el problema de circularidad resultante de calcular la duración del flujo de caja de la empresa, pero por otra parte no se tiene en cuenta el valor tiempo del dinero.

El mismo criterio fue utilizado en la primera revisión del sector Gas en Argentina, solo que considerando los datos de fines de marzo 1996.

En la segunda revisión de Gas se consideraron para el cálculo de la prima de riesgo país Bonos Globales. Estos Bonos fueron colocados voluntariamente en el mercado y además están amparados bajo las normas de los tribunales internacionales y emitidos en condiciones transparentes por lo que constituyen el mejor instrumento a utilizar para la medición del riesgo país. Para obtener la prima de riesgo país, el Regulador construyo para cada mes (considerando 36 meses previos) una curva de spreads soberanos que adopta la siguiente forma:

$$r_c = \alpha + \beta MD$$

Donde α y β son constantes a estimar, r_c es la prima de riesgo calculada como la diferencia entre el bono soberano y el bono del tesoro americano, y MD es la modified duration del bono. Luego se halló para cada mes el spread soberano correspondiente a la MD = 5 años y se trazo una línea de tendencia correspondiente a los 36 spreads seleccionados, tomando el último punto de dicha línea de tendencia.

Puede argumentarse que este criterio no es consistente con el utilizado obtener la tasa libre de riesgo, ya que se considera información de los últimos 3 años en lugar de los últimos 20 días hábiles (ver cálculo tasa libre de riesgo). Los autores argumentan que el criterio utilizado es práctica normal cuando se trabaja con datos de mercados emergentes, dada la volatilidad de estos mercados. Sin embargo, para ser consistentes los períodos a considerar deberían ser similares, por ejemplo tomando series más prolongadas para la obtención de la tasa libre de riesgo. Por otra parte la utilización de un panel podría haberse implementado para ganar eficiencia estadística.

En el Sector Agua, la normativa prevé el uso de la tasa stripped de un Par Brady Bond, y como ya se mencionó en el apartado anterior, se consideró “all in one”. Nuevamente aparece el problema de considerar bonos compulsivos para el cálculo de la prima de riesgo país, habiendo en el mercado instrumentos colocados de forma voluntaria.

²¹ Formalmente la vida promedio se define como $VU = \frac{\sum_{t=1}^N t^*(a_t + i_t)}{\sum_{t=1}^N (a_t + i_t)}$ donde a_t e i_t son las amortizaciones y

los intereses respectivamente de los bonos en el período t , N es el período de madurez de un bono

En Uruguay para el cálculo de la prima de riesgo se consideró el spread promedio diario del Bono Global 27 y el T-Bond 30 años (Julio 1997-septiembre 2000). En este caso hubo una inconsistencia en el período utilizado para calcular la tasa libre de riesgo y la prima por riesgo país. Sin embargo la diferencia observada al momento del cálculo y el promedio de la serie arroja un valor de 12 basis points por lo tanto la distorsión introducida es mínima.

En Brasil, se consideró el promedio del spread entre el C-Bond Brasileiro y el US-TBond 30años, para el período 1996-2001. Cabe mencionar que, como en el caso de Aguas en Argentina o en la propuesta de Transener, se utiliza un Bono Brady cuya colocación fue compulsiva. Por otra parte el período analizado no concuerda con el contemplado para calcular la tasa libre de riesgo.

VI Conclusiones

En este trabajo hemos presentado la comparación de la determinación del costo de capital de empresas reguladas en cuatro países de América Latina cubriendo parcialmente los sectores de electricidad, gas y agua.

De esta comparación se observa que existe una relativamente alta homogeneidad en el tratamiento del costo de capital en lo que respecta a los aspectos conceptuales básicos. Así por ejemplo la determinación del costo del capital propio se realiza, con una sola excepción que puede ser explicada por cuestiones normativas, en base al modelo de CAPM. Sin embargo se nota también que existen diferencias claras al momento de la implementación práctica de las mediciones.

En general, del análisis de los casos incluidos en nuestra muestra se concluye que la determinación del costo de capital ha seguido en la mayoría de los casos preceptos generalmente aceptados en las finanzas y la práctica regulatoria. En algunos casos puntuales no obstante se observan lo que entendemos son errores en la implementación de las mediciones. Un caso sería ENRE en la determinación de un costo de capital propio que es aplicada al capital total de la empresa. Otro caso es la medición del riesgo de mercado en Brasil como la diferencia de los promedios de rendimientos en lugar del promedio de las diferencias.

A este respecto, y volviendo a los antecedentes estadounidenses en materia de determinación de costo de capital es interesante destacar que del citado caso Hope surge otro principio importante y es la llamada doctrina del “resultado final”. Según esta visión los métodos regulatorios empleados son inmatrimoniales en tanto el resultado final sea razonable para el inversor y el usuario. En otras palabras, los reguladores no están obligados a utilizar ninguna técnica en particular en la medida en que los resultados obtenidos sean justos y razonables. Debilidades inherentes a los distintos métodos resultan por lo tanto secundarias.

Este principio es importante en el contexto de analizar en forma comparativa la determinación del costo de capital en distintos países y sectores. Un aplicación mecánica del principio del “resultado final” nos llevaría a concluir que sólo es necesario comparar los números finales de las estimaciones y si los mismos no difieren marcadamente podríamos concluir sin más que la determinación del costo de capital en los distintos países es homogénea.

Sin embargo, y particularmente en las etapas más tempranas de la instauración de un régimen regulatorio, como se llega al valor pasa a ser tan importante como el valor mismo. Dado que las nuevas agencias se enfrentan a un problema de credibilidad ante el cual necesitan establecer una reputación de actuar en forma independiente, profesional e idónea, la determinación de un elemento clave y de una relativamente alta complejidad técnica como es el costo de capital pasa a ser de fundamental importancia.

La metodología también es importante por cuanto da una señal sobre la forma en que se tratarán otros problemas similares o como se estimará el costo de capital en la siguiente revisión tarifaria. En ese sentido la forma de determinación es una señal válida para la creación de una buena reputación para el regulador.

Metodologías débiles con errores que se compensan mutuamente dando un número razonable y metodologías sólidas con resultados razonables no son entonces indiferentes desde el punto de vista de los inversores.

Como limitación a los alcances de la comparación que aquí se presenta se debe recordar que existe una necesidad de consistencia en la totalidad del régimen regulatorio, por lo que es imposible determinar el costo de capital en forma aislada del conjunto de normas existentes y la forma en que éstas se interpretan y aplican.

Lejos de ser elementos independientes que entran en la ecuación económica de la empresa, los distintos componentes están íntimamente interrelacionados y la correcta determinación de cada uno de ellos depende íntimamente de los supuestos y métodos utilizados en la determinación y evaluación de los restantes.

En este sentido debe entenderse que la comparación que se presenta en este trabajo es solo parcial por cuanto no incorpora, excepto en algunos pocos casos puntuales, detalles sobre los restantes elementos que hacen al régimen regulatorio de cada uno de los casos considerados. Las conclusiones por lo tanto son sólo tentativas y buscan resaltar los aspectos más relevantes en cuanto a similitudes y diferencias. Las mismas, sin embargo, no pueden ser extrapoladas directamente para alcanzar conclusiones definitivas sobre la medida en que los distintos sistemas regulatorios o los agentes que en ellos participan alcanzan los objetivos regulatorios ya discutidos.

Anexo A

Fuentes Documentales de los Casos Considerados

Argentina

– *Electricidad*: <http://www.enre.gov.ar/>

- Ley 24.065, Poder Legislativo Nacional, 16 de enero de 1992.
- Resolución 1650/98, Ente Nacional Regulador de la Electricidad, 4 de noviembre de 1998.
- Resolución 182/00, Ente Nacional Regulador de la Electricidad, 22 de marzo 2000.
- “Costo de capital para Transener”, PriceWaterhouse, 1997.
- “El Costo de capital de las empresas de transmisión de electricidad en Argentina: el caso Transnoa”, Macroenergía, 1999.

– *Agua*: <http://www.etoss.org.ar/>

- Decreto 999/92, Poder Ejecutivo Nacional, 18 de Junio 1992.
- “Estimación del costo de capital para Aguas Argentinas”, Alfredo Visintini, Septiembre 1999.
- Adenda A resolución 602/99, Secretaria de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable, Argentina 1999.

– *Gas*: <http://www.enargas.gov.ar/>

- Ley 24.076, Poder Legislativo Nacional, 9 de junio de 1992.
- “Costo de capital en la revisión quinquenal de tarifas para la industria del gas”, Ente Nacional Regulador del Gas, 1998.
- “Definición de la metodología a utilizar para el cálculo del costo del capital correspondiente a la II revisión quinquenal de tarifas de transporte y distribución de gas”, Documento preparado por FIEL para ENARGAS, Mayo 2001.
- Comentarios realizados por el Dr. Visintini a la metodología propuesta por Fiel, 2001.
- Nota ENARGAS 5498, 13 Noviembre 2001.

Bolivia

- *Electricidad*: <http://www.superele.gov.bo/>

- Ley 1604, Poder Legislativo Nacional, 21 de diciembre de 1994.

Brasil

- *Electricidad*: <http://www.aneel.gov.br>

- Ley 8.631, Poder Legislativo Nacional, 4 de marzo de 1993.

- “Segunda Revisão Tarifária Periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA”, Nota técnica 097/2001, 8 de agosto de 2001.

Uruguay

- *Electricidad*: <http://www.uree.gub.uy/>

- Decreto 22/999, Ministerio de Industria, Energía y Minería, 3 de febrero de 1999.
- Ley 16.832, Poder Legislativo Nacional, 27 junio de 1997.
- “El costo de capital de las empresas de transmisión y distribución de electricidad en Uruguay”, Unidad Reguladora de los Servicios de Agua y Electricidad, 28 de febrero de 2001.
- “El costo de capital de las empresas de transmisión y distribución de electricidad en Uruguay”, Martín Rodríguez Pardina, 17 de enero 2001.

Bibliografía

- ALEXANDER, I., MAYER, C., y WEEDS, H. (1996): Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison, Banco Mundial.
- ALEXANDER, I. (1995): Cost of Capital: The Application of Financial Models to State Aid, The Oxera Press.
- CHISARI, O. O., RODRIGUEZ PARDINA, M. A., y ROSSI, M. A.
"El costo de capital en empresas reguladas: incentivos y metodología". DESARROLLO ECONOMICO – REVISTA DE CIENCIAS SOCIALES (Buenos Aires), vol. 38, N° 152, enero-marzo 1999 (pp. 953-984).
- DAMODARAN, A. (1996): Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset, Wiley Frontiers in Finance.
- ELTON, E., y GRUBER, M. (1991): Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, John Wiley and Sons, Inc.
- GORDON, M. (1977): "Rate of return regulation in the current economic environment", en Adapting Regulation to Shortages, Curtailments and Inflation, editado por J. L. O'DONNELL, 15-28. East Lansing MI, Michigan State University.
- GROUT, P. (1992): "The cost of capital in regulated industries", University of Bristol Discussion Paper, 92/335, mayo.
- HANDA, P., KOTHARI, S. y WASLEY, C. (1989): "The relations between the return interval and betas. Implications for the size effect", Journal of Financial Economics, 23.
- MODIGLIANI, F., y MILLER, M. (1958): "The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment", American Economic Review, junio.
- MORIN, R. (1994): "Regulatory Finance: Utilities' Cost of Capital", Public Utilities Reports, Inc., Arlington, Virginia.
- PETTWAY, R. (1977): "On the use of β in regulatory proceedings an empirical examination", The Bell Journal of Economics, vol. 8.
- ROLL, R., y ROSS, S. (1983): "Regulation, the CAPM and the APT", Public Utilities Fortnightly, mayo
- SCOTT, J. (1976): "A theory of optimal capital structure", The Bell Journal of Economics, vol. 7.
- SPIEGEL, Y., y SPULBER, D. (1994): "The capital structure of a regulated firm", RAND Journal of Economics, vol. 25, N° 3.
- VISINTINI, A. (1998): "El costo de capital en la revisión quinquenal de tarifas de gas", Anales de la XXXIII reunión anual de la Asociación Argentina de Economía Política.

Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)

STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)

STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infrastructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)

STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)

STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)

STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).

STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)

STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)

STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)

STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)

STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)

STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)

STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)

STD 14: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)

STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)

STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)

STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).

STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).

STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).

STD 20: Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua.

STD 21: Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (Noviembre 2000).

STD 22: Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (Noviembre 2000)

STD 23: Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (Diciembre 2000).

STD 24: Briggs, María Cristina y Diego Petrecolla: Problemas de competencia en la asignación de la capacidad de los aeropuertos. El Caso Argentino (Marzo 2001).

STD 25: Ferro, Gustavo: Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (Marzo 2001).

STD 26: Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).

STD 27: Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (Junio 2001).

STD 28: Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (Julio 2001).

STD 29: Bondorevsky, Diego y Diego Petrecolla: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (Julio 2001).

STD 30: Ferro, Gustavo: Participación del Sector Privado y Regulación en Agua y Saneamiento en Argentina: Casos Seleccionados.

STD 31: Ferro, Gustavo: Desempeño reseñado de la concesión de agua y saneamiento metropolitana durante 1993-2001.

STD 32: Bondorevsky Diego y Diego Petrecolla: Concesiones de agua y saneamiento en Argentina: Impacto en los sectores pobres (julio 2001).

STD 34: Romero, Carlos: Servicio universal en el proceso de privatización de las empresas de telecomunicaciones y agua potable y alcantarillado en el Paraguay (septiembre 2001).

STD 35-A: Bondorevsky, Diego y Romero Carlos: Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: Experiencia internacional en el análisis de casos (diciembre 2001)

STD 35-B: Canay, Iván: Eficiencia y Productividad en Distribuidoras Eléctricas: Repaso de la metodología y aplicación (febrero 2002).

STD 36: Ullberg, Susann: El Apagón en Buenos Aires 1999 Manejo de crisis en los sectores privados y Públicos en la Argentina (marzo 2002).

STD 37: Celani Marcelo, Petrecolla Diego, Ruzzier, Christian: Desagregación de Redes en Telecomunicaciones: Una Visión desde la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).

STD 38: Bondorevsky Diego, Petrecolla Diego, Romero Carlos, Ruzzier Christian: Competencia por Comparación en el Sector de Distribución Eléctrica: El Papel de la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).

STD 39: Cardozo Javier, Devoto Alberto: La tarifa de distribución antes y después de la Reestructuración del Sector Eléctrico (mayo 2002).

STD 40: Canay, Iván: Modelando el Gas entregado en Argentina: ¿Cuál es el mejor Predictor? (mayo 2002).

STD 41: Ruzzier, Christian: Una introducción a la estimación no paramétrica de fronteras de eficiencia (julio 2002).

STD 42: Rodríguez Pardina, Martín: Mecanismos de Governance del Mercado Eléctrico Argentino: Análisis crítico y comparación internacional (diciembre 2002).

STD 43: Roitman Mauricio y Ferro Gustavo: La Concesión de Aguas Provinciales de Santa Fe (marzo 2003).

STD 44: Rodríguez Pardina Martín:

CEER WORKING PAPER SERIES

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list. A complete list of CEER Working Papers is displayed here and in our web site.

WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)

WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)

WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)

WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)

WPS 5. Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)

WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)

WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)

WPS 8. Omar Chisari, Martín Rodriguez Pardina and Martín Rossi: The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience (May 2000)

WPS 9. Omar Chisari, Pedro Dal-Bó and Carlos Romero: High Tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-Pay Revelation (May 2000).

WPS 10. Daniel A. Benitez, Antonio Estache, D. Mark Kennet, And Christian A. Ruzzier. Potential Role of Economic Cost Models in the Regulation of Telecommunications in Developing Countries (August 2000).

WPS 11. Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi. Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America

WPS 12. Martín Rossi and Iván Canay. Measuring Inefficiency in Public Utilities: Does the Distribution Matter?

WPS 13. Quesada, Lucía. Network Competition and Network Regulation (July, 2001).

WPS 14. Rossi Martín and Christian Ruzzier: Reducing the asymmetry of information through the comparison of the relative efficiency of several regional monopolies (July 2001).

WPS 15. Ferro, Gustavo: Political Risk and Regulatory Risk: Issues in Emerging Markets Infrastructure Concessions (August, 2001).



Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2001:

a) Working Papers Series (...) impreso (...) e-mail, formato pdf

b) Serie de Textos de Discusión (...) impreso (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....

.....

Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER
Lima 717, 1° piso
C1073AAO Buenos Aires - Argentina
Por fax, al 54-11-43797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar