



UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y SOCIALES

TESIS DE GRADO
Licenciatura en Economía

***El sector de distribución eléctrica.
Evolución y fijación de tarifas
en un mercado regulado:***

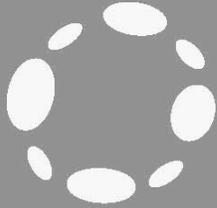
***Retribución de la base de capital y
sostenibilidad del servicio en el tiempo.***

Autora: María Florencia Bortolussi

Tutoras: Lic. Ana Julia Atucha
Lic. Patricia Gualdoni

Comité evaluador: Lic. Natacha Liseras

Año 2011



AGRADECIMIENTOS....

...a Dios por la vida, por la fuerza, por ayudarme a creer en mi y por ser en quien descansa mi fe;

...a mi Viejo querido, el hombre del que soy reflejo fiel y que desde el cielo me acompaña cada día de mi vida;

...a mi Vieja, la mujer que más admiro en este mundo, mi guía y ejemplo a seguir;

...a mis Hermanas, mis sostenes incondicionales en todo momento;

...a mi Madrina, mi segunda mama;

...a mis Abuelos, que desde la tierra y el cielo ansían la concreción de este objetivo;

...a Nati, Marian, Su y Gaby, las orejas y hombros vivientes, mis hermanas por elección;

...a Lorena Gende por cada sesión de terapia y por ayudarme a alcanzar este objetivo que parecía inalcanzable;

...a mis amigos y compañeros de trabajo, que toleraron sin chistar mis vaivenes emocionales en todos estos años;

...a Ana y Patricia por su paciencia, insistencia, contención y buena predisposición en todo momento;

...A Germán Blanco, por sus conocimientos y valioso tiempo;

...y a esta "Maravillosa Vida", que me da todo el tiempo la oportunidad de aprender y crecer como Ser, así como las herramientas para hacer de la Felicidad un camino que a pesar de no ser el más fácil, vale la pena recorrer.





RESUMEN

En Argentina el sector de distribución de energía eléctrica es regulado y sus tarifas deben ser aprobadas por diversos organismos de control en el ámbito nacional o provincial según corresponda. El sistema de regulación a través de su marco normativo, establece las definiciones de sostenibilidad del servicio que es necesario garantizar para que las empresas se desenvuelvan en el sector. Dicha sostenibilidad esta íntimamente relacionada con la posibilidad de recuperar el capital invertido y obtener una retribución justa y razonable como compensación, brindando seguridad respecto del abastecimiento de energía eléctrica, necesidad primaria para el desarrollo social y productivo del país.

El presente trabajo analizará como influye el modelo regulatorio en la remuneración de la base de capital de una empresa distribuidora, en particular desde la caída de la convertibilidad. El estudio se estructura a partir de la estimación de la tasa de costo de capital, componente clave del denominado Valor Agregado de Distribución según la ecuación tarifaria y hará énfasis en el nivel de inversiones de la Compañía.

La tesis está basada en material especializado y de actualidad nacional e internacional, así como en información contable propia de la compañía bajo estudio. Los resultados hallados ponen de manifiesto que de acuerdo al esquema tarifario vigente al 31 de diciembre de 2010, los flujos de fondos proyectados de la compañía no cubren la expansión de la base de capital necesaria para hacer sostenible la actividad en el tiempo.

Con este trabajo se pretende hacer un aporte a la integración de diversas áreas de conocimiento, el cual ayudará a la comprensión de la situación actual que atraviesa el sector en el área de concesión en la que opera la empresa, pudiendo extenderse las conclusiones al ámbito provincial y nacional en su conjunto.

PALABRAS CLAVE: Distribución de Energía Eléctrica – Regulación de Mercados Monopólicos – Tarifas de distribución de Electricidad - Base de capital - Tasa de costo del capital - Modelo económico financiero.



ABSTRACT

In Argentina, the distribution of electricity is regulated and their rates must be approved by different agencies at national or provincial level as appropriate. The regulatory system through its regulatory framework, establishes definitions for the sustainability of the service need to ensure that firms do in this sector. Such sustainability is closely related to the possibility of to recover invested capital and obtain a fair and reasonable compensation, to provide security in respect of electricity supply, primary need for social and productive development of the country.

This paper will analyse and influence the regulatory model in the remuneration of the capital base of a distribution company, in particular since the collapse of Convertibility. The study was structured based on the estimated capital cost rate, a key component of so-called Value Added Distribution tariff according to the equation and emphasize the level of investment of the Company.

The thesis is based on specialized hardware and national and international current, as well as accounting information from the company itself. The results found, show that according to the rate schedule in effect at December 31st of 2010, the projected cash flows the company will not cover the expansion of capital base needed to sustain the activity over time.

This paper seeks to make a contribution to the integration of various knowledge areas, which will help understand the current situation facing the industry in the concession area in which the company operates, and may extend these findings to the provincial and country as a whole.

KEY WORDS: Electric Power Distribution – Market Regulatory Monopoly – Electricity Distribution Rates – Capital Base – Cost of Capital Rate – Financial and Economic Model.



TABLA DE CONTENIDOS

RESÚMEN	3
ABSTRACT	4
TABLA DE CONTENIDOS	5
I. INTRODUCCIÓN	7
1. 1. Problemática.....	8
1.2. Objetivos e hipótesis de investigación.....	10
1.3. Esquema de trabajo.....	11
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	13
III. MARCO TEÓRICO	17
3.1. Evolución del sector eléctrico en la Provincia de Buenos Aires.....	17
3.1.1. Situación previa a las privatizaciones (1980 - 1991).....	18
3.1.2. El proceso de privatización de la década de los 90'.....	19
3.1.3. Situación actual de la distribuidora.....	21
3.2. Aspectos conceptuales y regulación.....	22
3.2.1. El Monopolio.....	22
3.2.2. Modelos Regulatorios en monopolios naturales.....	30
3.2.3. Modelos Regulatorios que rigen el sector de distribución de energía en Argentina.....	40
3.3. Marco Regulatorio.....	40
3.3.1. Ley 24.065.....	41
3.3.2. Ley 11.769.....	41
3.3.3. Ley 25.561.....	43
3.3.4. Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).....	44
3.3.5. Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Bs. As. (OCEBA).....	45



TABLA DE CONTENIDOS

3.4. Aspectos Financieros.....	45
3.4.1. Tasa de Costo de Capital.....	46
3.4.2. Flujo de Fondos.....	53
3.4.3. Base de Capital.....	58
3.5. La tarifa eléctrica en el Sector Distribución. Ecuación Tarifaria.	61
IV. CONSIDERACIONES METODOLOGICAS.....	65
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	70
5.1. Análisis de la evolución de la tarifa eléctrica: Periodo 1997 – 2010.....	70
5.2. Estimación de la Tasa de Costo de Capital (WACC).....	73
5.3. Establecimiento de la Base de Capital Regulada a remunerar.....	81
5.4. Proyección de resultados y Valor Actual del Flujo de Fondos.....	86
VI. CONSIDERACIONES FINALES.....	97
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	100
VIII. ANEXOS.....	105



I INTRODUCCIÓN

Durante las décadas de los 70' y los 80', el sector eléctrico atravesó una profunda crisis financiera, técnica y de gestión, que condujo a cuestionar el modelo estatal, considerado hasta ese momento estratégico para el desarrollo de los países. A principios de la década de los 90', se realizó en nuestro país y en la mayor parte de los países latinoamericanos, un profundo cambio en la industria eléctrica, a partir del cual se decidió pasar a un régimen descentralizado y con mayor participación privada. Este régimen buscó conformar un mercado que ofreciera señales económicas que tendieran a una eficiente satisfacción de las demandas de electricidad fomentando la competencia en la industria y estableciendo mecanismos de fijación de precios y subsidios transparentes, a fin de instalar una imagen de estado nacional regulador y autónomo.

Mediante la sanción de la ley 24.065 en diciembre de 1991, se estableció el marco normativo de ámbito nacional, que permitió la transformación del sector eléctrico argentino mediante la segmentación horizontal y vertical de las empresas y la organización de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (Petrecolla y Romero, 2003). Dicho mercado fue dividido en tres eslabones: generación, transporte y distribución que se explican brevemente en los párrafos siguientes.

La generación constituye la actividad mediante la cual se obtiene la energía. La misma es realizada a través de centrales eléctricas que se clasifican según sus características en: hidráulicas, térmicas (utilizan calderas como elemento propulsor) y nucleares, por mencionar las más comunes e importantes. Este eslabón del mercado está sujeto a una compleja regulación orientada a crear las condiciones para un funcionamiento competitivo a partir de la celebración de contratos de suministro libremente pactados con distribuidores.

El segundo eslabón corresponde al transporte, cuya misión es transmitir y transformar la energía eléctrica desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción del distribuidor. La actividad de transmisión de electricidad en alta tensión tiene la tarea de vincular eléctricamente a los generadores con las distribuidoras y es considerada como un servicio público por la legislación. Esta vinculación es la que hace posible la existencia de un sólo mercado. Su actividad constituye un monopolio natural y está sujeta a regulación tanto de precios como de calidad (Romero, 1998).



Por último, el tercer eslabón del cual se ocupa este trabajo en particular, corresponde a la distribución. Está compuesto por las redes eléctricas que son utilizadas para llevar la energía hasta el mismo centro de consumo, dependiendo del tipo de demanda que abastezca. La actividad de distribución de energía eléctrica está definida como el vínculo entre el sistema de transporte con los usuarios finales, que se materializa a través de la comercialización y la subtransmisión de electricidad. La distribución de energía eléctrica ha sido concesionada como un servicio público y como un monopolio legal, otorgado por un contrato de concesión en relación con el uso exclusivo de sus redes (Romero, 1998). Se constituye como el negocio de “redes”, es decir la actividad a través de la cual se transmite energía y potencia al usuario final. Es un monopolio exclusivamente en su área de concesión por lo que coexisten varios operadores en el mercado nacional mientras no se solapen sus instalaciones. Está sujeto a las regulaciones propias de los monopolios naturales según lo establece la normativa vigente. Este eslabón, constituye la base de sustentación del sistema, dado que sus prestadores son los únicos responsables por la prestación del servicio a los usuarios finales (Chisari, *et. al.*, 1999).

1.1. Problemática

El marco normativo que permitió la transformación del modelo estatal a uno con mayor participación privada, estableció los lineamientos para la fijación de las tarifas a cada distribuidora, tal que aseguraran el adecuado financiamiento de la base de capital que hiciera sostenible la actividad en el transcurso del tiempo (Ley 24.065, Artículo 41^o). Luego de la crisis que atravesó nuestro país en 2002, dicho modelo tarifario, resultó modificado mediante la sanción en enero del mismo año de la Ley 25.561 de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario.

Dicha ley produjo un quiebre en el equilibrio contractual originalmente planteado, que generó importantes transformaciones en el sector eléctrico. Comenzaron a desarrollarse metodologías de renegociación de contratos y tarifas, como una oportunidad para el fortalecimiento de los entes reguladores y un mejor funcionamiento de las empresas de servicios públicos (Martínez de Vedia, 2003). Al momento de la crisis, las tarifas quedaron pesificadas al tipo de cambio un peso un dólar, mientras que el dólar cotizaba a 3,3 pesos y la inflación acumulada superaba el 100% a nivel mayorista y el 50% a nivel del consumidor (Rodríguez Pardina, 2003).



La Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA, 2003), afirma que exigir a las empresas el mantenimiento de las obligaciones contractuales establecidas en el artículo 10º de la Ley de Emergencia Económica (25.561/02), sin la contrapartida de los ingresos necesarios, significó desconocer principios jurídicos elementales, imponiendo una iniquidad al obligar a los concesionarios al cumplimiento de las obligaciones de los contratos. Estos contratos resultaron vulnerados en su ecuación económica manteniendo congeladas las tarifas, y por lo tanto los ingresos de las empresas.

El aumento de los costos producidos por la devaluación y la inflación, provocó que los ingresos sean totalmente insuficientes para mantener el servicio con la calidad prevista y por lo tanto, para mantener las obligaciones contractuales. La Ley 25.561 alteró sustancialmente la situación de las empresas de servicios públicos, al abaratar las tarifas sin consideración alguna de los costos, dejando de lado el riesgo empresarial (Carbajales, 2006). Es por eso que autores como Spiller (2006) y Pardina, *et. al.*, (2008) advierten que el impacto de los problemas a los que se enfrentó el sector a partir de la crisis mencionada, sólo podrá ser comprendido si se tiene en cuenta que la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica es una necesidad primaria para el desarrollo social y productivo de nuestro país.

Habiendo transcurrido más de 20 años de la reforma del mercado eléctrico y luego de los cambios ocurridos a partir del 2002, la actividad del sector en nuestro país aún no alcanza los objetivos establecidos a principios de la década de los 90'. Especialistas en la materia como Medina (2008) afirman que la industria eléctrica atraviesa serios problemas de inversión atribuyéndola entre otras causas a la presencia de incertidumbre política y económica, a vacíos en el marco regulatorio que resulta poco claro y admite modificaciones de los gobiernos de turno y a esquemas tarifarios que se modifican a discrecionalidad de la autoridad competente.

Por otra parte, ADEERA (2004) agrega que a nivel nacional el proceso de regulación de tarifas no se adecua a un único marco metodológico teórico, sino que se adapta a modelos económicos financieros probados a nivel mundial. Estos modelos a su vez están sujetos a negociaciones continuas incorporadas al proceso regulatorio, de modo tal que no es posible establecer, reconocer y prever las relaciones entre las



variables que resultan vitales a los operadores del sistema, los usuarios y el mismo gobierno.

Por otra parte, Maldonado y Palma (2004) complementan las dificultades del sector diciendo que en los años recientes, con motivo de crisis efectivas o larvadas, se han podido evaluar problemas en el funcionamiento de los esquemas regulatorios que se han traducido en situaciones de desabastecimiento, fallas que han implicado la caída total del sistema por periodos prolongados, sobreinversión en ciertas áreas y subinversión en otras, problemas de calidad de servicio, controversias entre las partes, resueltas por vía judicial o arbitraje, intervenciones de la autoridad administrativa que cuestionan la normativa vigente, debilidad de funcionamiento del mercado, entre otros.

En la actualidad las empresas que operan el sector de distribución de energía eléctrica, están especialmente interesadas en que el esquema regulatorio funcione de forma tal que les asegure un adecuado financiamiento de las inversiones necesarias y una rentabilidad justa sobre el capital invertido. Esta tesis se centrará en los niveles de inversión que deben llevar a cabo las empresas que operan en la etapa de distribución, tal que cumplan con las metas de cobertura originalmente establecidas a través del contrato de concesión que rige su operatoria. El punto de partida del análisis esta constituido por la ruptura del equilibrio contractual producido a partir del año 2002. Se evaluará la capacidad de financiación de las inversiones en relación a los flujos de fondos a largo plazo, considerando niveles tarifarios que garanticen la viabilidad financiera de la empresa así como la capacidad de pago de los usuarios.

1.2. Objetivos e hipótesis de investigación

La problemática planteada, se abordará a través de los objetivos que se detallan a continuación:

Objetivo General: Analizar como influye el modelo regulatorio que en Argentina rige la etapa de distribución de energía eléctrica, en la remuneración de la base de activos (Base de Capital) de una empresa distribuidora en el periodo 2002-2010.

Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:



- Estimar la tasa de costo de capital definida en el marco regulatorio vigente.
- Analizar si el sistema de fijación y revisiones tarifarias hace posible sostener la actividad de la empresa en el tiempo y permanecer en el mercado.

La siguiente hipótesis guiará el desarrollo del trabajo:

"Actualmente en nuestro país las condiciones bajo las cuales se aplica el marco regulatorio que rige el sector de distribución de energía eléctrica, no permitirían en el largo plazo que la compañía distribuidora cubra el costo del capital que remunera su base de activos, acorde a la expansión de la demanda; afectando el abastecimiento eléctrico que hace sostenible la actividad en el tiempo y el bienestar de la sociedad en su conjunto".

1.3. Esquema de trabajo

A fines de una mejor comprensión y organización, el trabajo ha sido estructurado en diversas secciones cuyos contenidos se exponen a continuación:

En una primera sección se presentó la introducción donde se expuso la problemática que atraviesa el sector de distribución eléctrica en particular. También se describieron los objetivos y la hipótesis que guiarán la investigación.

La segunda sección contiene la revisión bibliográfica realizada. La misma describe el estado actual del conocimiento en lo que respecta al tema planteado.

La tercera sección, expone en primer lugar y a modo de resumen los antecedentes históricos del Sector Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires desde principios del siglo XX hasta la actualidad, describiendo la situación de la distribuidora en particular. Luego presenta una aproximación teórica a los aspectos conceptuales referidos al monopolio natural, así como a los esquemas regulatorios que se aplican en este tipo de mercado. Posteriormente, se realiza una breve introducción al marco regulatorio nacional y provincial que rigen la actividad. Finalmente, se describen los principales aspectos financieros de la distribuidora, concluyéndose con la metodología



empleada para la determinación de tarifas en el servicio público de distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires.

La cuarta sección, presenta la metodología de trabajo empleada en la investigación atendiendo a la complejidad del problema planteado.

La quinta sección presenta el análisis de datos, detallando los resultados obtenidos a partir del cálculo de la tasa de costo de capital de la distribuidora, así como el diseño y proyección del flujo de fondos de la misma.

En una sexta sección, se exponen las consideraciones y reflexiones finales que surgen de esta investigación.

En las últimas secciones se presenta la bibliografía consultada y se adjunta también un anexo donde se exhiben las tablas, cuadros y gráficos pertinentes y todos aquellos datos complementarios necesarios para la correcta interpretación de la información.

El presente trabajo resulta novedoso puesto que a partir de un estudio de caso, trata el problema planteado en base a la experiencia nacional e internacional en lo que refiere a revisiones vinculadas a los procesos tarifarios y de renegociación contractual, vinculados a empresas de Servicios Públicos y en particular aquellas encuadradas en el sector de distribución de energía eléctrica en Argentina, pudiéndose extender los resultados y conclusiones a aquellas compañías que presenten una estructura similar y que operen en el sector de referencia.



II REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

El enfoque teórico sobre el cual comenzó a desarrollarse el presente trabajo de investigación se basa en la **teoría de monopolios naturales** explicada por diversos autores tales como Varian (1984), Henderson y Quandt (1985), y Pindyck y Rubinfeld (1998). Para construir el marco de referencia de la **teoría de regulación de mercados**, fue fundamental el aporte realizado por Jean-Jacques Laffont respecto a lo que denomina "Los principios de la teoría de la regulación" (1999). A través de este ensayo, el autor postula cómo los reguladores deben entender los principios económicos básicos de la regulación para explicar sus decisiones. Plantea que para que la teoría económica sea relevante, los economistas deben luchar por incluir en su marco tantas restricciones como enfrente el regulador; no sólo tecnológicas, sino también de información, administrativas y políticas.

Bajo los auspicios de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) en 1999, fue desarrollado el trabajo titulado "**La regulación de la competencia y de los servicios públicos**. Teoría y experiencia argentina reciente". El mismo constituye una extensa investigación respecto de la experiencia regulatoria argentina en la década de los noventa. Este estudio teórico constituyó un importante aporte para la presente tesis, respecto a las reformas institucionales que afectaron a los servicios públicos, en las cuales el Estado ha tenido un rol de fundamental importancia.

Sobre el mismo tópico pero vinculado a la **regulación del servicio público de energía eléctrica** en particular, fueron analizados diversos estudios con la finalidad de revisar el proceso de privatización. Fue fundamental el aporte del trabajo "Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia" (Bonifaz, 2001) el cual plantea dos temas: por un lado examina las bondades y defectos del método de regulación utilizado en el Perú para la fijación de las tarifas y el impacto de su aplicación sobre algunas variables económicas del sector; y por otro realiza un análisis de eficiencia relativa de las empresas del sector de Distribución.

Relativo a las revisiones tarifarias y con el objeto de establecer **precios eficientes** para los servicios públicos, se consultaron numerosos trabajos y papers de investigación realizados en Chile (Perez Arriaga, 1990), Noruega (Finn, 1994), Estados Unidos (Comnes., 1995), y el Reino Unido (Littlechild, 1995) que permitieron identificar los costos vinculados al sector de distribución de energía eléctrica, asociándolos al



concepto de **costo marginal de largo plazo**. Se consultó asimismo la tesis de grado de Bernstein Llona (1999), que describe los requisitos que deben cumplir los precios regulados en el sector de distribución eléctrica en Chile para que se reproduzcan los mismos incentivos que habría en competencia. Asimismo realiza un paralelo entre la teoría y algunos mecanismos regulatorios que se aplican en Colombia, Chile y el Reino Unido.

Para llevar a cabo el **análisis de la evolución de las tarifas** del servicio público de referencia, se recopilaron papers de investigación provistos por el Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER), a partir de los cuales se analizaron los siguientes puntos de interés: la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (Mateos, 1999); los riesgos políticos y regulatorios enfrentados por el sector eléctrico en nuestro país (Ferro, 2001) y la evolución de las tarifas de servicios públicos en un contexto de crisis (Rodríguez Pardina, 2008).

Siguiendo con los procesos de fijación y revisión de tarifas, fue significativa la contribución del trabajo de Medina (2008). El mismo, estudia el **Modelo Económico-Financiero** propuesto y diseñado por el Banco Mundial, para los reguladores del mercado de distribución de energía eléctrica, mediante un riguroso análisis de cada una de sus componentes, para luego adaptarlo al caso del contexto argentino. Analiza las ventajas y desventajas encontradas en ambos modelos, constituyéndose sus recomendaciones en un valioso aporte para la modelización, destacándose como condición necesaria para la factibilidad de implementación una empresa ideal, optimizada y eficiente.

El cálculo de la **tasa de costo de capital**, fue revisado a partir de estudios realizados por consultoras especialistas en regulación (tales como Price Waterhouse Coopers, Quantum, etc.), elaborados para distintas distribuidoras de energía eléctrica de nuestro país como Empresa distribuidora de Energía Eléctrica de Jujuy (EJESA), Empresa Distribuidora de Energía Norte (EDENOR), Empresa Distribuidora de Energía Sur (EDESUR), entre otras.

Fue de fundamental importancia el aporte de la tesis de maestría en Administración Financiera de Morales (2009). Dicho trabajo desarrolla un **modelo de**



cálculo del costo de capital para las empresas que se dedican a la actividad de distribución de energía eléctrica en Guatemala, en el que considera una variable de gran importancia para la estimación de esta tasa: la inclusión del concepto de riesgo país. Asimismo, se recurrió a diversos documentos de discusión referentes a la metodología a utilizar en su **cálculo en países emergentes**, tales como el presentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG, 2003).

Por otra parte, fue analizado el trabajo de Rodríguez Pardina (2003) que aborda la temática de la **determinación del costo de capital en América Latina**, presentando un análisis comparativo en sectores regulados de Argentina, Uruguay, Bolivia y Brasil. El documento resulta un aporte relevante, por cuanto ahonda en el tratamiento de la estructura de capital adoptada por cada una de las empresas bajo análisis, respecto a la determinación del costo del capital propio y del costo de terceros, ambos componentes de la tasa referida.

Respecto a la **proyección del flujo de fondos** de la empresa regulada, fue fundamental la consulta de diversos artículos especializados de Pascale (1998) y Lopez Dumrauf (2007), constituyéndose dicho concepto financiero en una de las principales categorías de análisis del desempeño económico financiero de la empresa, puesto que cumple un rol estratégico en la planificación de las operaciones para el corto, mediano y largo plazo.

Fueron analizados los trabajos “Consideraciones sobre la determinación de la base de capital de empresas de Electricidad y su remuneración en condiciones de emergencia económica” de Arrué, (2004) y “Valuación de Activos, Tarifas Incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual” de Greco, *et. al.* (2004), los cuales abordan la temática respecto a la **determinación de la Base de Capital Regulada**, considerada una de las tareas centrales en el proceso de revisión tarifaria, implicando la valuación de los activos la base sobre la cual se determinará la rentabilidad de la firma regulada.

Ha sido de gran importancia el aporte de publicaciones de actualidad específicas de la materia, consultadas a través de los informes diarios enviados por ADEERA, los cuales recopilan información de periódicos y revistas nacionales e internacionales. La



realización de la presente tesis, plantea un tema de suma actualidad y el estado del arte emergente a través de la bibliografía ha intentado ser abarcado dentro del trabajo. A diario surgen escritos referidos a la temática abordada, por lo que se efectuó un corte a diciembre de 2010 a fin de analizar la situación del sector.



III MARCO TEÓRICO

En la sección que se expone a continuación, se realiza en primer lugar una reseña histórica de los cambios acontecidos en el Sector Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires desde principios del siglo XX hasta la actualidad. En segundo lugar, se desarrolla la teoría económica referente a monopolios naturales y aquella vinculada a los modelos económicos utilizados en la regulación de este tipo de mercado. Luego, se presenta el marco regulatorio (nacional y provincial, según corresponda), que en la actualidad rige el sector eléctrico argentino. Posteriormente se desarrollan cada uno de los conceptos teóricos financieros vinculados con el tema, haciendo especial hincapié en la tasa de costo de capital, en la proyección del flujo de fondos y en el establecimiento de lo que se denomina base de capital regulada. Finalmente se expone la ecuación tarifaria así como los criterios tenidos en cuenta por la normativa regulatoria para la determinación de la tarifa eléctrica.

3.1. Evolución del sector eléctrico en la provincia de Buenos Aires

La producción y distribución de la electricidad en la provincia de Buenos Aires estuvo a cargo de empresas privadas de capitales externos y cooperativas hasta fines de la década de los cincuenta, período en el cual dicha actividad se concentró principalmente, en tres empresas públicas: Agua y Energía Eléctrica Sociedad Estado (AyE), Segba SA e Hidronor SA, más la producción en manos del Ente bi-nacional de Salto Grande y la Comisión Nacional de Energía Atómica (Romero, 1998).

La empresa “Agua y Energía Eléctrica Sociedad Estado” se formó en 1957 para resolver los problemas de desabastecimiento en el interior del país. Posteriormente en los ochenta, gran parte de la empresa fue separada verticalmente, a través del traspaso a los gobiernos provinciales de la actividad de distribución.

Por su parte, con la creación de Segba S.A. en el año 1958 se produjo la nacionalización parcial de la actividad a través de un acuerdo del Estado Nacional con las empresas Compañía Argentina de Electricidad (CADE) y Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires (CEP) que operaban en el Gran Buenos Aires. Durante el año 1960 se sancionó la ley 15.336 de Energía Eléctrica, y posteriormente en el año 1961 se llevó a cabo la estatización total de Segba S.A..



En 1967 se creó HIDRONOR S.A., constituyéndose en la empresa encargada de llevar adelante los grandes proyectos hidroeléctricos de la región. Su creación estuvo justificada en la necesidad de obtener créditos externos que tenían como un requisito básico para ser otorgados, la existencia de una empresa con autonomía de decisión, criterio que no podía ser cumplido por AyE debido a que la autoridad política tenía gran injerencia en la formación de sus tarifas.

Las empresas públicas habían operado el sector casi en su totalidad por un período de aproximadamente 30 años. Como el principal objetivo era el de abastecer la creciente demanda e inclusive proveer energía eléctrica a regiones no conectadas, este período estuvo marcado por grandes inversiones, en especial en generación.

3.1.1. Situación previa a las privatizaciones (1980-1991)

Bajo este contexto, se produjeron cambios en lo que respecta a la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica. La instalación de nuevas plantas, permitió aumentar los márgenes de reserva del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo pudo hacerse frente a una suba de la potencia máxima demandada con un incremento de la capacidad instalada, según datos provistos por la Secretaría de Energía (SE). Sin embargo, si bien el comportamiento de la oferta de capacidad parecía adecuado en términos generales, los índices de calidad de prestación del servicio no resultaron satisfactorios y los costos de inversión incurridos fueron excesivamente altos.

Del lado de la demanda de energía, la misma siguió un curso ascendente pero con incrementos en los niveles de pérdidas, obtenidos como la diferencia entre energía generada y la efectivamente facturada. Respecto al aumento de las pérdidas, corresponde señalar que, si bien parte del aumento fue justificado por las denominadas “pérdidas técnicas” que surgen de las características propias de la transmisión y distribución de la electricidad, otra parte fue explicado por un notable incremento de las “pérdidas no técnicas” relacionadas con el hurto de energía, constituyéndose en uno de los principales problemas que debió ser afrontado por los concesionarios de distribución.



Por otra parte mas allá del nivel de los costos incurridos, gran parte de los recursos generados en este período, se asignaron a nuevas inversiones y no se prestó atención al mantenimiento de la capacidad existente, lo que produjo un fuerte deterioro en la capacidad real de la oferta observada a través de los elevados índices de indisponibilidad del sistema eléctrico de referencia (Aspiazu, *et.al.*, 1999).

La crisis que sufrió la Argentina a fines de la década de los 80', afectó a las empresas eléctricas de su propiedad con la imposibilidad por parte del Estado de financiar las inversiones necesarias para mantener una normal prestación del servicio eléctrico (Ramati, *et. al.*, 2003). El diagnóstico del estado de las empresas eléctricas (nacionales y provinciales) incluía factores negativos tales como: mala calidad del servicio, baja eficiencia interna, alta indisponibilidad de las instalaciones, pérdidas generadas por el hurto de energía, clientes insatisfechos, tarifas que no generaban los recursos suficientes para la expansión de redes, etc.

3.1.2. El proceso de privatización de la década de los 90'

En 1989 para paliar la crisis que enfrentaba el sector eléctrico y mediante la sanción de la Ley de Reforma del Estado N° 23.696, se inició el proceso de privatizaciones. Su punto de partida fue la venta de Segba S.A. en 1992, al cual siguieron las privatizaciones de las plantas de Agua y Energía Sociedad de Estado e Hidronor. En términos generales, las empresas nacionales fueron privatizadas al principio del período, mientras las provincias comenzaron a dar en concesión la actividad de distribución y vender las plantas de generación de energía recién a partir de 1995. De esta manera, la desregulación y las privatizaciones generaron un fuerte aumento en el número de operadores del sector.

Por su parte Segba S.A., fue separada horizontalmente en tres empresas: dos cubriendo el área del Gran Buenos Aires (EDENOR y EDESUR) y otra cubriendo un área de menor concentración demográfica cerca de la ciudad de La Plata (EDELAP) (Ramati, *et.al.*, 2003). Para el resto de la provincia, el 1 de agosto de 1990 se creó la Empresa Social de Energía de la Provincia de Buenos Aires (ESEBA S.A.) con participación mayoritariamente estatal. A partir de ese momento, asumió la responsabilidad de la gestión empresarial, haciéndose cargo de la explotación del servicio eléctrico. En tanto, la Dirección de Energía desarrolló funciones de



planificación y poder de policía hasta convertirse más adelante, en el Ente Provincial Regulador Energético (EPRE) entidad autárquica de la administración bonaerense.

La Ley N° 24.065 le permitió a la ESEBA en 1993, constituirse en un holding integrado por unidades de negocios independientes. Por su parte, el gobierno provincial decidió transformar el sector, promoviendo ante el Poder Legislativo los correspondientes proyectos de Marco Regulatorio Eléctrico y de autorización al Poder Ejecutivo para proceder a la privatización total o parcial de los servicios. Ambos proyectos se transformaron en las Leyes N° 11.769 y N° 11.771 sancionadas el 5 y 8 de febrero de 1996, respectivamente, iniciándose de este modo la transformación del Sector Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. El contenido de la Ley 11.769, fue el resultado del consenso de todos los sectores involucrados, de modo de otorgarle al proceso la sustentabilidad necesaria para alcanzar con éxito la meta que se propuso.

A fines de la década del 90', ESEBA S.A. procedió a disponer la venta mediante licitación pública nacional e internacional del capital accionario de las empresas de generación, transporte y distribución. Los resultados de la licitación referida, en términos generales fueron:

- *Generación.* ESEBA Generación, tenía sus plantas concentradas en Bahía Blanca y la Costa Atlántica, con tecnología turbo-vapor y turbo-gas, siendo el combustible más utilizado el gas natural. A los efectos de la privatización se la subdividió en dos empresas: Central Térmica Piedra Buena y Central Térmica Costa Atlántica.
- *Transmisión.* TRANSBA S.A., era la empresa de transporte de ESEBA, con once vinculaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con 5.448 km de líneas, 64 estaciones transformadoras, potencia de transformación de 4.180 MVA y 464 conexiones. Operaba instalaciones en 66, 132, 220 y 500 KV. La empresa fue adjudicada a TRANSENER S.A. en el año 1997.
- *Distribución.* ESEBA Distribución, atendía aproximadamente 790.000 clientes directos y alrededor de 600.000 de manera indirecta a través de los distribuidores municipales, cubriendo una extensión de más de 291.000 km². A efectos de alentar la competencia por comparación de una actividad que por naturaleza es un monopolio natural y optimizar los resultados de la licitación, se optó por dividir a la empresa en tres áreas: Empresa de Energía Atlántica



Sociedad Anónima (EDEA S.A.), Empresa de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.) y Empresa de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.).

En resumen, los 90' presentaron importantes modificaciones en los sectores de servicios públicos. En este periodo, comenzó a gestarse un proceso de transformación que se movió en dos ejes: la privatización de empresas públicas y la reestructuración de sectores verticalmente integrados para posibilitar la competencia donde fuera posible. En rasgos generales, estos procesos reconocieron en mayor o menor grado cuatro objetivos: sostenibilidad del servicio, eficiencia asignativa, eficiencia productiva y equidad. La búsqueda de eficiencia fue en gran medida uno de los objetivos fundamentales de la reforma.

3.1.3. Situación actual de la distribuidora

Como se desprende de la reseña informativa del Balance de publicación de la distribuidora objeto del presente trabajo al 31 de diciembre de 2010, la demanda de energía se incrementó en el periodo 2000 – 2010. Entre las causas que se mencionan respecto a la cantidad de energía demandada (mwh) se destacan la gran afluencia turística, las altas temperaturas y la decisión del Gobierno Nacional de no modificar el huso horario en los últimos años. En lo que respecta a los precios de la energía, se observan incrementos durante la última parte del período mencionado, tal como el aprobado en el mes de marzo de 2010. Mediante el dictado de la Resolución MIVySP N° 141/2010 (Boletín Oficial 29/03/2010) el Ministerio de Infraestructura Vivienda y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires estableció los nuevos valores de los cuadros tarifarios para las ventas de los períodos que van del 1 de abril al 31 de julio de 2010, del 1 de agosto al 31 de octubre de 2010 y a partir del 1 de noviembre de 2010 respectivamente.

Por el lado de las inversiones y régimen de aprovisionamiento de energía eléctrica, con fecha 19 de diciembre del año 2000, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires, tomando en cuenta informes de organismos técnicos y de empresas transportistas de energía, sancionó el Decreto N° 4 052/00, el cual dispuso la implementación de un concepto adicional cobrado a través de su tarifa (agregado tarifario) para cubrir los costos de expansión de la red de transporte provincial a cargo de las distribuidoras, delegando en el Ministerio de Obras y Servicios Públicos la



reglamentación de la modalidad de recaudación del mismo. Dichos informes concluyen que el crecimiento de la demanda energética en la provincia ha excedido la capacidad de la red de transmisión y frente a la posibilidad de colapso del sistema, el marco regulatorio de la ley 11.769 establece que las distribuidoras, a fin de abastecer la demanda de energía asumida en el contrato, están obligadas a realizar obras de ampliación de la red de transporte de energía provincial. El Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, mediante Resolución N° 121 de fecha 13 de marzo de 2001, estableció que el agregado tarifario fuera recaudado por todas las distribuidoras de energía a partir de la vigencia del cuadro tarifario correspondiente a febrero de 2001. De esta manera, mediante Resolución 615/2008, se resolvió incorporar al catálogo de obras declaradas financiables a través del Agregado Tarifario a dos estaciones transformadoras. Por último, durante el año 2010 la distribuidora ha presentado ante las autoridades del ENRE el pedido de factibilidad para dos nuevas líneas de transporte.

3.2. Aspectos conceptuales y regulación

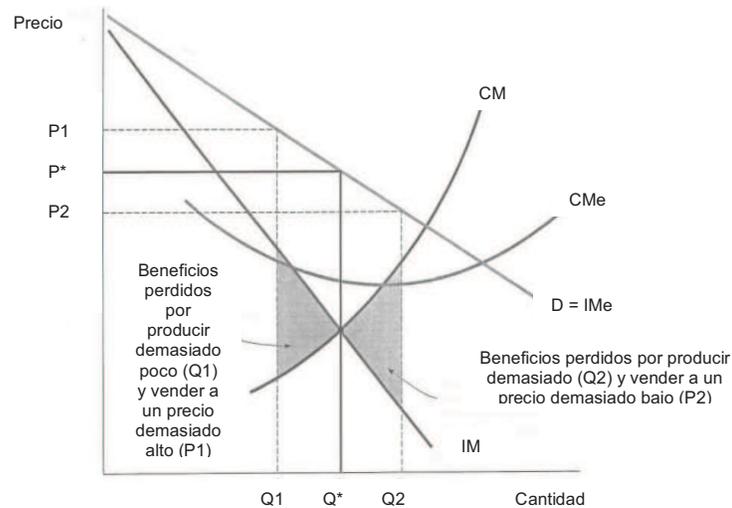
3.2.1. El monopolio

Un **monopolio puro** es un mercado que tiene un sólo vendedor y muchos compradores. Estas empresas tienen lo que se denomina *poder de monopolio*, ya que pueden influir en el precio que fijan, el cual resulta superior al costo marginal (Pindyck, *et. al.*, 1998). El monopolista, como único productor de un producto, se encuentra en una posición única. Él, es el mercado y controla absolutamente la cantidad de producción que pone en venta. La decisión de producción del monopolista para maximizar sus beneficios, es fijar un nivel de producción tal que el ingreso marginal (IM) sea igual al costo marginal (CM).

En la figura 1, el ingreso marginal (IM) y el costo marginal (CM) se igualan en el nivel de producción Q^* . A partir de la curva de demanda, hallamos el precio P^* correspondiente a esa cantidad Q^* . De esta manera, Q^* es la cantidad que maximiza los beneficios del monopolista. Como se observa en la figura 1, cuando el monopolista produce Q_1 percibe un precio mayor P_1 . El ingreso marginal sería superior al costo marginal, por lo que si el monopolista produjera algo más de Q_1 , obtendría beneficios adicionales ($IM - CM$) y por lo tanto aumentaría sus beneficios totales.



Figura 1: Decisión de producción del monopolista



Fuente: Microeconomía. Pindyck, Rubinfeld y Becker (1998).

De esta manera, el monopolista podría continuar aumentando su producción y obtener más beneficios totales hasta el nivel Q^* , punto en el que el beneficio adicional generado por la producción de una unidad más es cero. Por lo tanto, la cantidad menor Q_1 no maximiza los beneficios, aun cuando permita al monopolista cobrar un precio más alto. Produciendo Q_1 en lugar de Q^* , los beneficios totales del monopolista serían menores en una cuantía igual al área sombreada situada debajo de la curva de ingreso marginal (IM) y encima de la curva de costo marginal (CM), entre Q_1 y Q^* .

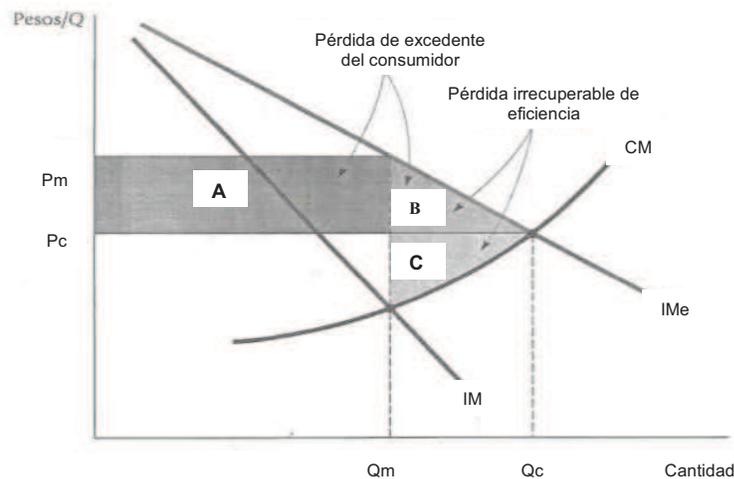
En la figura 1, la cantidad mayor Q_2 tampoco maximiza los beneficios, con esa cantidad el CM es superior al IM , por lo que si el monopolista produjera algo menos de Q_2 , aumentaría sus beneficios totales (en $CM - IM$). Los mayores beneficios que se obtendrían produciendo Q^* en lugar de Q_2 vienen dados por el área situada debajo de la curva CM y encima de la curva IM entre Q^* y Q_2 .



El poder de monopolio da como resultado unos precios más altos y una reducción de la cantidad producida, respecto al nivel de competencia perfecta por lo que es de esperar que empeore el bienestar de los consumidores y mejore el de las empresas, tal como se observa en la figura 2. Pero si se concede al bienestar de los consumidores el mismo valor que al de los productores, empeora el bienestar en su conjunto es decir, se produce lo que se denomina una “pérdida irrecuperable de eficiencia”. Esto puede verse, si se compara el excedente del consumidor y del productor cuando una industria competitiva produce un bien, con el excedente que se registra cuando un monopolista abastece todo el mercado, suponiendo que el mercado competitivo y el monopolista tienen las mismas curvas de costos.

La figura 2, muestra las curvas de ingreso medio (IMe) y marginal (IM) y la curva de costo marginal (CM) del monopolista. Para maximizar los beneficios, la empresa produce en el punto en el que el IM iguala al CM , por lo que el precio y la cantidad son P_m y Q_m . En un mercado competitivo, el precio debe ser igual al CM , por lo que el precio y la cantidad competitivos, P_c y Q_c , se encuentran en el punto de intersección de la curva de IMe (de demanda) y la de CM .

Figura 2. Costos sociales del poder de monopolio



Fuente: Microeconomía. Pindyck, Rubinfeld y Becker (1998)



En el monopolio, el precio es más alto y los consumidores compran menos. Como el precio es más alto, los consumidores que compran el bien pierden una cantidad de excedente representada por el rectángulo A . Los que no compran el bien al precio P_m , pero lo compran al precio P_c también pierden una cantidad de excedente representada por el triángulo B . La pérdida total de excedente del consumidor es entonces, $A + B$. Sin embargo, el productor gana el rectángulo A vendiendo al precio más alto, pero pierde el triángulo C , el beneficio adicional que habría obtenido vendiendo $Q_c - Q_m$ al precio P_c . El aumento total del excedente del productor es $A - C$. Restando la pérdida de excedente del consumidor del aumento del excedente del productor, se observa una pérdida neta de excedente que viene dada por $B + C$. Esta es la pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder de monopolio, la cual representa el costo social de esta ineficiencia.

La intervención en los monopolios trata de eliminar esa pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder de monopolio, impidiendo que las empresas acumulen un grado excesivo de poder de mercado debido a su costo social. Una política gubernamental apropiada sería establecer un precio máximo igual al costo marginal, obligando al monopolista a actuar como competidor perfecto. Aplicar políticas contra el monopolio no es tan fácil en la práctica, en algunos casos hacerlo trabajar como en un mercado de competencia perfecta puede conducir a pérdidas e incluso forzar a la empresa a salir del mercado.

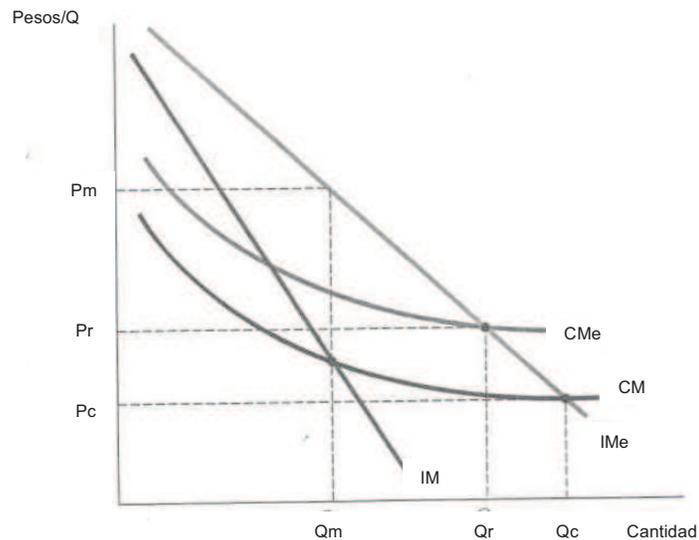
Un **Monopolio Natural** se genera cuando a medida que se incrementa la producción, los costos medios de la empresa disminuyen, continuando esta situación aún cuando los niveles de producción de la empresa son elevados teniendo en cuenta el tamaño del mercado (Varian, 1984). Este es el caso de los monopolios naturales que realizan cuantiosas inversiones no recuperables -costos hundidos-, como las requeridas para ferrocarriles, servicios sanitarios, transporte subterráneo, telecomunicaciones y las de energía eléctrica objeto del presente estudio.

Para un tamaño de mercado determinado en el caso de monopolios naturales, los costos marginales no se intersectan con los costos medios. Esto implica que una vez que la empresa ingresa al mercado y sigue expandiéndose observará que sus



costos disminuyen, lo cual hace que otras empresas no puedan competir en el mercado con ella. La figura 3 representa el caso de un monopolio natural.

Figura 3. Regulación de precios en un monopolio natural



Fuente: Microeconomía. Pindyck, Rubinfeld y Becker (1998).

En la figura 3, se observa que el costo medio es decreciente en todos los puntos, por lo que el costo marginal siempre es inferior al costo medio. La empresa no regulada produciría Q_m a P_m . Idealmente, al organismo regulador le interesaría bajar el precio de la empresa hasta el nivel competitivo P_c , pero entonces esta no podría hacer frente a su costo medio y quebraría.

Los servicios públicos tienen como objetivo atender necesidades de la población, tratando de garantizar la máxima cobertura con un alto grado de calidad al menor precio posible, por lo que se justifica la conformación de este tipo de monopolios. Pero dado que los consumidores se quedan sin la posibilidad de elección, es preciso establecer regulaciones que eviten prácticas abusivas (mala calidad, baja cobertura, precios altos) y al mismo tiempo asegurar la permanencia de la empresa en el mercado.



Como se mencionó anteriormente, en el sector de distribución de energía eléctrica por tratarse de un monopolio natural, no existe la libre entrada ni salida de competidores del mercado, por lo que el ajuste de precios no se da de forma automática. Es por ello que queda en manos del regulador el asegurar el **Equilibrio de Largo Plazo** evitando que el monopolista tenga una ganancia excesiva (renta monopolística) pero asegurando que el inversor recobre los costos económicos, incluyendo una rentabilidad razonable sobre el capital invertido de brindar el servicio haciéndolo sostenible en el largo plazo (Rodríguez Pardina, *et. al.*, 1997).

La condición que se debe cumplir para alcanzar la sostenibilidad económica en el largo plazo del servicio a la vez que se evitan rentas monopólicas puede ser escrita como lo expresa la ecuación [1]:

$$K_i^0 = \sum_{n=1}^N \frac{IR - CO - I - T \pm Tr}{(1+r)^n} + \frac{K_f^N}{(1+r)^N} \quad [1]$$

Esta ecuación es equivalente a fijar un ingreso que cubra gastos de operación y mantenimiento, depreciaciones y una rentabilidad sobre el capital invertido. Donde K_i es el capital inicial del período, IR son los ingresos, CO los costos operativos, I las inversiones, T los impuestos y Tr las transferencias del gobierno (que pueden ser positivas, subsidios explícitos, o negativas, pago de canon de concesión). Estos elementos conforman el flujo de fondos libres que recibe la empresa. En el denominador se encuentra el costo de oportunidad del capital (tasa de costo del capital " r "). El segundo término representa el pago recibido al final del período N y se lo expresa separado para facilitar el análisis de la existencia de diferentes reglas de terminación (el pago K_f) y/o duración de la concesión (N) variables que pueden ser instrumentos en un proceso de renegociación contractual (Russel, 1996).

La sostenibilidad de la actividad en el largo plazo requiere que el flujo futuro de fondos de la empresa, descontado a la tasa de costo del capital sea igual al capital invertido hasta el momento. Esta ecuación de sostenibilidad se conoce como **Equilibrio Económico Financiero** del contrato. Las obligaciones contractuales se reflejan en costos de operación y mantenimiento (CO) e inversiones (I) que la empresa debe realizar para cubrir las necesidades del servicio. Los derechos



contractuales se ven resumidos en los ingresos (IR) que obtendrá la empresa por la prestación del servicio. El costo de capital (r) es un valor parcialmente exógeno que refleja el costo de oportunidad del capital y parcialmente endógeno por cuanto refleja la asignación de riesgos realizada en el contrato.

La importancia relativa de cada uno de estos términos (capital pasado, gastos de inversión y mantenimiento (CO) e inversiones futuras) varía sustancialmente entre servicios y entre momentos del tiempo dependiendo del grado de madurez del sector en cada circunstancia particular. Para casos intermedios de empresas relativamente maduras pero con necesidades de inversión para mejorar calidad y completar la cobertura, como es el caso de la distribuidora objeto de este trabajo, el peso relativo estará más balanceado entre repago de la base de capital y las necesidades de inversiones futuras. El primer paso es entonces separar el capital ya invertido por la empresa y su remuneración (representados por el primer término de [1]) de las necesidades de fondos para cubrir el costo futuro de prestación del servicio (el segundo término en [1]).

Partiendo de la ecuación de equilibrio [1] la misma puede reformularse asumiendo que la base de capital inicial es cero obteniendo [2]

$$0 = \sum_{n=1}^N \frac{IR - CO - I - T \pm Tr}{(1+r)^n} + \frac{K_f^N}{(1+r)^N} \quad [2]$$

Formalmente esta ecuación se corresponde con la derivación de los **Costos Incrementales de Largo Plazo (CILP)** que constituyen la base de tarifas que aseguran la eficiencia asignativa. Representa las necesidades de financiamiento futuro del servicio bajo el supuesto de que no hay inversiones anteriores que deban ser remuneradas. En otras palabras muestra el costo económico de brindar el servicio hacia delante, invirtiéndose en expansión de las redes necesarias para satisfacer la demanda incremental.

La tarificación por CILP ha sido durante mucho tiempo uno de los puntos centrales de la búsqueda de un sistema tarifario que asegure la eficiencia en la prestación del servicio al reconocer en las tarifas los costos económicos futuros de proveer el mismo. En una primera fase, es imperativo que las tarifas cubran el costo



futuro de desarrollo de las redes y los costos de operación y mantenimiento de las mismas. Si este nivel de tarifas no es alcanzado en el corto plazo, se corre el serio riesgo de una caída en la calidad del servicio y la paralización de la expansión del mismo a los sectores donde aún no llega la cobertura.

La cuestión es, cómo lograr que los monopolios naturales puedan operar eficientemente sin que se deteriore la calidad del servicio o se generen precios que impliquen un abuso de posición de dominio. A pesar de que la teoría económica no es concluyente en torno a la superioridad de un esquema de intervención estatal, los países en desarrollo han implementado marcos regulatorios, complementados con otras medidas de política.

Respecto a la función regulatoria del Estado, en lo que se refiere a su diseño y ejecución, la misma se enfrenta a tres problemas principales, tal como lo expone Pérez, *et. al.*, 2006:

Oportunismo político en la provisión de servicios públicos. El primer problema está relacionado con la naturaleza hundida de los costos de la empresa regulada, pues luego que la empresa ha invertido le resulta económicamente inviable la desinversión, esto lo sabe la empresa y el Estado, de forma que este último toma una ventaja estratégica pues la empresa regulada no puede desinvertir sin perder valor económico, parte importante de sus activos fijos. Esta ventaja estratégica hace que el Estado pueda renegociar tarifas, compromisos de inversión, impuestos, regalías, etc., a lo largo de la operación de la empresa, afectando negativamente la rentabilidad de la compañía y por lo tanto desanimándola a invertir en el futuro. El oportunismo político del Estado, en su rol de Poder Ejecutivo, Legislativo o Judicial, lleva al problema de la inconsistencia dinámica de las políticas económicas que son derivadas del oportunismo político en entornos donde las inversiones son de largo plazo y mayormente hundidas: en el corto plazo a la sociedad le conviene, ex-post, alterar las reglas establecidas ex-ante, bajo las cuales se atrajo inversión pero en el largo plazo la falta de credibilidad inhibe que haya mas inversión.

Captura regulatoria. En segundo lugar, al ejercer la función regulatoria, el Estado necesita interactuar con las empresas reguladas, con la finalidad de estimar sus costos o medir su eficiencia productiva. Este acercamiento puede generar problemas



de incentivos en los funcionarios públicos y hacer que la agenda de la empresa regulada se imponga en sus decisiones administrativas. Se entiende como *captura regulatoria* al comportamiento colusivo, explícito o implícito, entre el Estado y la empresa regulada, destinado a compartir información entre ellos sin que la sociedad tenga acceso a dicha información, básicamente a través del ocultamiento de la misma. Este proceso, se da cuando la empresa toma el control del proceso de regulación y dirige la agenda de trabajo del organismo regulador de forma que se evita "sorpresas regulatorias". Para ello, la empresa regulada utilizará a grupos de interés influenciando al Estado o participando de ellos, con la finalidad de favorecerse del proceso regulatorio y lograr mayor rentabilidad para sus inversiones.

Asimetría informativa entre el Estado y la empresa regulada. Este problema surge cuando la empresa regulada, conoce sus verdaderos costos y estrategias corporativas, mientras que el Estado dispone de información pública y algo de información confidencial, la cual debe ser procesada por sus funcionarios, para llevar a cabo el proceso regulatorio. Esta asimetría regulatoria genera rentas informacionales (beneficios adicionales) a la empresa regulada.

En consecuencia, se requerirá un diseño institucional regulatorio a fin de alterar el comportamiento optimizador de los agentes involucrados tal que se reduzcan al máximo o bien se eliminen los problemas que enfrenta la función regulatoria del Estado. De esta manera, el diseño institucional regulatorio debería reducir el impacto del *oportunismo político*, con la finalidad de asegurar inversiones eficientes, eliminar la *captura regulatoria* a través de la rendición de cuentas y la transparencia de las acciones del Estado en su función regulatoria, y reducir la *asimetría informativa* a través de un organismo regulador estatal técnico y altamente especializado en la actividad regulada, de forma que reduzca la brecha informacional entre el Estado y la empresa.

3.2.2. Modelos regulatorios en monopolios naturales

A continuación se expondrán los modelos bajo los cuales se regulan los monopolios naturales, desarrollándose con mayor detalle aquellos que rigen la operatoria de la empresa objeto del presente trabajo.



Básicamente la regulación estatal a través de los mecanismos regulatorios, puede ser agrupada en **Regulación por Costos** y **Regulación por Incentivos**. A los métodos de regulación basados en los costos, se les conoce como *métodos con incentivos de bajo poder*, pues le permiten a la empresa recuperar sus costos sea cual sea su desempeño (eficiente o ineficiente), mientras que a los métodos de regulación por incentivos se les conoce como *métodos de regulación de alto poder*, pues disocian a los precios regulados con la evolución de los costos de la empresa regulada, permitiéndole a esta última aprovecharse de cualquier mejora en eficiencia que ella logre.

El **Mecanismo de Regulación por Costos** comprende lo que se conoce como **Regulación de la Tasa de Retorno** (Rate of Return Regulation o Cost-Plus (Guasch y Spiller, 1996). Este mecanismo consiste en un método de regulación tarifaria que determina las tarifas del servicio regulado sobre la base de los costos de la empresa regulada, considerando dentro de los mismos al costo de capital de la empresa. Para ello el regulador aprueba las tarifas o la tarifa promedio de los diversos planes tarifarios que la empresa regulada tiene aprobados por organismo regulador, de forma que dichas tarifas o la tarifa promedio le permita cubrir tanto los costos operativos como los gastos de capital en que incurrirá la empresa regulada, dado un nivel de demanda. Así, la tasa de costo de capital, representa el promedio ponderado del costo de oportunidad del accionista (capital propio) y el del costo de endeudamiento (capital de terceros) de la empresa.

La regulación de la tasa de retorno, se concreta o hace operativa mediante el aseguramiento de un nivel de ingresos que cubra los gastos al operador monopolístico. Por lo que la idea central en este esquema, es que los beneficios del monopolio deben igualar sus costos, de manera que se alcancen beneficios económicos iguales a cero. Este modelo, no requiere que los precios se asignen eficientemente, sino sólo que cubran los costos totales.

En términos formales:

$$\sum_{n=1}^N p_i q_i = \text{Costos} + s(RB)$$



donde:

p_i : precio del servicio i ;

q_i : cantidad provista del servicio i ;

n : número de servicios;

s : tasa de retorno “justa” sobre el capital;

RB : medida del valor de las inversiones de la empresa regulada.

La aplicación de este método regulatorio, implica un proceso de tres etapas:

I. *En la primera etapa*, la empresa entrega información detallada de sus costos, la cual evidencia que la tasa de retorno que efectivamente obtiene sobre su capital es muy baja. Así, requerirá que los precios sean elevados por el regulador, de manera de alcanzar un retorno justo. Lo más probable es que el regulador juzgue que la tasa de retorno solicitada por la empresa es muy alta y, por tanto, no aumentará los precios en un monto igual al solicitado.

II. *En la segunda etapa* una comisión de expertos determina la tasa de retorno que se permitirá aplicar (es decir, establece el nuevo valor de ' s ', tasa de retorno “justa” sobre el capital, según se indicó en la fórmula del esquema regulatorio). Eventualmente se requerirá, además, cambiar los precios de manera de garantizar la nueva tasa de retorno (ello requiere conocer información acerca de las elasticidades de demanda del mercado eléctrico, en este caso en particular).

III. *Finalmente*, luego que los precios son asignados, éstos permanecen fijos hasta la nueva revisión. En este período, la empresa tendrá incentivos para ser eficiente en costos. La determinación anual de estos parámetros permitirá calcular anualmente el precio regulado (tarifa) que le permitirá a la empresa cubrir sus costos.

La tarificación por tasa de retorno busca que la empresa recupere los costos en que incurrirá durante el siguiente año. Dentro de este proceso cobran mucha importancia los factores que el regulador debe medir para establecer la tasa de retorno “justa” sobre el capital (s), en especial los costos y el stock de capital.

Este mecanismo ha sido el método regulatorio más utilizado en la historia de la regulación de servicios públicos y bajo su aplicación se han desarrollado las principales redes de infraestructura de energía. Una ventaja saliente de la aplicación de este método, es lo relacionado con el riesgo de mercado. Al revisar anualmente las



tarifas y por lo tanto revisar los parámetros que determinan las mismas, es posible ajustar la evolución de dichos parámetros en periodos de tiempo cortos, con lo cual cualquier shock imprevisto de demanda puede ser considerado en la siguiente revisión tarifaria. Esta característica se traduce en un menor riesgo para la empresa regulada, en una menor prima de riesgo de la industria y por lo tanto en un menor costo de capital, según se verá en secciones siguientes.

Sin embargo, este método tiene algunas desventajas relevantes, entre las cuales se destacan:

- La empresa regulada emplea más capital que la no regulada: Efecto Averch-Johnson. Este efecto consiste en que debido al abaratamiento relativo del capital, que resulta de la regulación de la tasa de retorno, la empresa regulada demanda más capital que el que demandaría en condiciones de no regulación, maximizando sus beneficios.
- La razón capital/trabajo de la empresa regulada es ineficientemente alta para su nivel de producto. Esto es, el producto de la empresa regulada podría ser obtenido en forma más barata, empleando menos capital y más trabajo;
- La empresa regulada produce la máxima cantidad dada su elección de capital y trabajo;
- Cuando la tasa de retorno “justa” es reducida hacia el costo de capital, la empresa regulada incrementa la utilización del capital;
- Si la tasa de retorno justa se asigna igual al costo de capital ($s = r$), entonces a la empresa le serán indiferentes muchas combinaciones de insumos y muchos niveles de producto, incluida la opción de cerrar;
- Si la tasa de retorno justa se asigna bajo el costo de capital, entonces la empresa regulada elegirá no producir.

Considerando estos aspectos, en los últimos años la tendencia se ha orientado hacia versiones más avanzadas y simples de este tipo de regulación. Por un lado, se tiende a realizar versiones parciales antes que estudios completos y detallados de costos, buscando introducir mayores incentivos para lograr la eficiencia productiva. La preocupación de los gobiernos por los incentivos de bajo poder, hizo que se buscasen nuevos métodos de regulación de tarifas pero con incentivos de alto poder, de forma



que se separara la trayectoria de los precios regulados de la trayectoria de los costos incurridos por las empresas (Lyon, 1994).

Por su parte, el **Mecanismo de Regulación por Incentivos** comprende: Regulación por Precios Tope (Price Cap Regulation), Regulación por Precios Ramsey; Regulación por Comparación (Yardstick Competition) y Regulación Basada en el Desempeño.

El **Método de Regulación por Precios Tope (Price Cap) o $RPI - X$** , por la utilización de esta fórmula como mecanismo de ajuste de tarifas, mas que fijar o establecer un precio, representa un mecanismo de ajuste de tarifas, dadas las tarifas iniciales o de partida. El mismo, consiste en fijar un precio máximo para los servicios que brinda la empresa, y así incentivarla a incrementar su tasa de ganancia como resultado de reducir costos por debajo del tope establecido. Se dice, por ello, que este mecanismo afecta indirectamente a la tasa de ganancia de la empresa regulada. Con un precio fijo, la rentabilidad de la empresa está directamente asociada a su capacidad para disminuir costos, con lo cual se generan fuertes incentivos para lograr la eficiencia productiva vía minimización de costos. Sin embargo, el principal problema de esta forma de regulación se asocia al mayor riesgo que asume la empresa prestadora del servicio, ya que aumentos imprevistos en los costos o menores niveles de demanda que los esperados, pueden desbalancearla (Costello, 1995).

El RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa, y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación (Lowry, 1991). El término X , por su parte, es un factor de eficiencia de la empresa vía reducciones de la tarifa en términos reales. El **Price Cap**, apunta a replicar el comportamiento del mercado en competencia perfecta, ya que a través del factor X se pretende forzar a las empresas a converger hacia el precio fijado en este tipo de mercados.

Si se considera que el precio de una empresa en un mercado es determinado sobre la base de su costo medio (este costo ya considera una remuneración al capital invertido como costo de capital, de forma que el término ganancia se refiere a ganancia sobre normal, es decir, por encima del costo de capital de la empresa) mas un margen de ganancia, se tiene que:



$$P = CMe(1 + z)$$

Donde CMe representa el costo medio y z representa la tasa porcentual de ganancia sobre el costo medio. Considerando que el paradigma sobre el que se regula es el de la competencia, se debe considerar que el margen de ganancia es igual a cero, de forma tal que el precio será igual al costo medio, siendo:

$$P = CMe$$

Cumpléndose esta condición es posible expresar que el cambio en el precio promedio será igual al cambio en el costo medio. Los cambios en el costo medio pueden ser explicados por 2 fuentes: i) cambios en los precios de los factores productivos utilizados, $\Delta\%W$, y ii) cambios en la productividad de la empresa (menor utilización de factores productivos por unidad de producto terminado), $\Delta\%A$, siendo:

$$\Delta\%CMe = \Delta\%W - \Delta\%A$$

Reemplazando en la ecuación anterior, se tiene que la variación de precios en un mercado competitivo será:

$$\Delta\%P = \Delta\%W - \Delta\%A$$

Como lo que se desea es conocer las fuentes de cambios en los precios relativos, se considera que el precio de la empresa regulada debe medirse relativamente con los precios agregados de la economía. El cambio en estos precios, fijados de forma competitiva, debiesen de ser explicados por las mismas fuentes pero ahora a nivel agregado, de forma que la variación porcentual de los precios agregados de la economía debiesen ser igual a:

$$\Delta\%P^E = \Delta\%W^E - \Delta\%A^E$$

De forma que el cambio en los precios relativos de la empresa regulada resultarán:

$$\Delta\%P - \Delta\%P^E = (\Delta\%W - \Delta\%W^E) + (\Delta\%A^E - \Delta\%A)$$



Considerando que la medición de la eficiencia relativa de la empresa es la expresión de la derecha, a la que se denominará X , y asumiendo que la variación porcentual de los precios agregados puede ser aproximada por la tasa de inflación, denominada π , la ecuación puede ser expresada:

$$\begin{aligned}\Delta\%P^E &= \pi \\ (W - \Delta\%W^E) + (\Delta\%A^E - \Delta\%A) &= X\end{aligned}$$

Despejando $\Delta\%P$, tenemos:

$$\Delta\%P = \pi - X$$

De esta forma replicando un esquema competitivo, tal como se aprecia en la ecuación final, es posible establecer que la variación porcentual del precio promedio de la actividad regulada debe ser igual a la tasa de inflación descontada de las ganancias de eficiencia que se observan en la industria.

Lo anterior, hace que la empresa separe la evolución de sus precios de la evolución de sus costos, de forma que este método se configura como un incentivo de alto poder, pues la empresa regulada no tendrá posibilidad de trasladar a los consumidores sus cambios en costos debido a ineficiencias, por lo contrario, si no se ajusta a la medición de eficiencia de la industria y no reduce sus costos cuando menos a la proporción “ X ”, la empresa regulada verá disminuir sus beneficios contables.

Este factor “ X ” de eficiencia, puede definirse como la parte del incremento de los costos del periodo anterior que no se otorga a la empresa y que se traslada gradualmente a los usuarios como ganancias de eficiencia vía reducciones en la tarifa en términos reales. Dada esta restricción, se requiere que la empresa realice aumentos de eficiencia tales que, por lo menos, pueda mantener constante su tasa de ganancia. Se puede agregar, que el cálculo del factor “ X ” en la fijación tarifaria inicial debe reflejar los costos de la empresa. Es decir, se debe cumplir con la condición de autosostenibilidad en el punto inicial, y luego la empresa queda sometida a los incentivos de reducir costos por el factor “ X ”, así como a ajustar sus próximas tarifas por un índice general de precios.



Una característica importante de este método de regulación tarifaria es la relacionada con el rezago regulatorio. Este concepto se define como el desfase temporal existente entre la realización de las ganancias de eficiencia (reducción de costos medios) y el traslado de dichas ganancias a los consumidores, que se produce luego de las revisiones tarifarias en manos de los organismos de control, establecidas en diferentes plazos según el país que se trate. Si el rezago regulatorio no existiese, como ocurre con la regulación de la tasa de retorno, las mejoras en la eficiencia se trasladarían a lo más al año siguiente a las tarifas reguladas, de forma que la empresa no tendría oportunidad de beneficiarse de las eficiencias a través de una mayor tasa de ganancia.

En la medida que las ganancias de eficiencia son el resultado de inversiones de la empresa en nuevos activos de capital que le permitan mejorar la productividad del capital, como de gastos operativos adicionales destinados a realizar mejoras en los procesos productivos (reingeniería de procesos, certificación de procesos, aseguramiento de la calidad, etc), es claro que si la empresa regulada no tiene forma de apropiarse de buena parte de su esfuerzo mediante un aumento transitorio de su tasa de ganancia, por encima de la tasa de retorno que tendría si se aplicase la regulación por tasa de retorno, no hará inversiones ni incurrirá en los gastos respectivos.

Entre las principales ventajas del Price Cap se pueden citar:

- Al concentrarse sólo en los servicios con características monopólicas, protege contra el poder monopólico, permitiendo que exista competencia en los mercados de los demás servicios;
- Al poner techo a los precios en vez de al retorno, se incentiva la eficiencia en la producción y se promueve la innovación, debido a que cualquier reducción de costos es capturada por la empresa;
- Se reduce la carga para el regulador debido a que éste sólo debe calcular índices de precios, y no es necesario que valore los activos ni calcule tasas de retorno.



De otro lado, este método de regulación tarifaria se enfrenta a tres problemas:

El primero es el relacionado con la *calidad del servicio regulado*, pues en la medida que se implemente la regulación por precios tope, la empresa buscará hacer ahorros de costos, con lo cual pueda ganarle en términos de eficiencia al factor de productividad. Esto le permitirá aumentar la tasa de ganancia. El problema de este método, es que al no asociar el proceso regulatorio con los costos, se separa también del proceso regulatorio a los estándares de calidad, de forma que la empresa regulada tenderá a reducir la calidad con la finalidad de lograr eficiencias. Para evitar esto, se requiere que antes de implementar este método de regulación de tarifas se establezca (a través del marco legal regulatorio), cuales son los estándares mínimos bajo los que debe de operar la industria, de forma que mediante una solución de comando y control se fiscalice la calidad del servicio regulado. En algunos casos, este ajuste de calidad es incorporado a la fórmula, pero en otros, se opta por elaborar un índice de calidad fuera de la fórmula mediante la aplicación de penalidades o a través del otorgamiento de premios según umbrales mínimos de calidad exigidos.

El segundo problema está relacionado con la *carga administrativa del método*, en lo que refiere a la medición del factor de productividad así como a la definición de insumos.

El tercer problema de este método es el efecto que éste tiene sobre los *incentivos a invertir en infraestructura* de acceso de nuevos usuarios (expansión de las redes), en especial de bajos ingresos en zonas de altos costos.

La pertinencia de este método de regulación de tarifas (Paredes y Sánchez, 1998), se relaciona con el nivel de desarrollo de la infraestructura de acceso, el acceso a información homogénea que permita la determinación de la eficiencia de la industria y al comportamiento macroeconómico, en especial la evolución de la tasa de inflación. Si bien el método mas difundido de regulación por incentivos es el Price Cap, basado en este enfoque es posible apreciar algunas variantes, tal y como se exponen a continuación.



A modo enunciativo las variantes que pueden citarse son:

- **El Método de Regulación por Precios Ramsey.** Aplicable a un monopolio natural multiproducto (Lafont y Tirole, 1993). Los precios Ramsey pueden definirse como aquellos precios lineales que satisfacen la restricción de ingresos totales iguales a los costos totales y que, además, minimizan las pérdidas de bienestar. El hecho de que los precios sean lineales implica que se establece un precio distinto para cada producto, por lo que se descarta el establecimiento de tarifas múltiples. Un aspecto interesante del establecimiento de precios Ramsey es que, bajo este enfoque, un incremento en los precios lleva a una disminución proporcional de la producción igual al producto del costo marginal, y ésta es igual en todos los productos. Luego, esta metodología también puede ser descripta como aquella que establece una disminución de la producción de todos los productos de la empresa en la misma proporción hasta que el ingreso total iguale al costo total.

- **El Método de Regulación por Comparación.** La “competencia por comparación” consiste en obtener información sobre los parámetros relevantes, observando a otras empresas similares tecnológicamente para inferir de ellas los costos a ser aplicados en la regulación tarifaria de la empresa que se regula. Pero para que esta comparación tenga algún valor es necesario que no exista colusión entre las empresas ni tipo alguno de integración horizontal (Spiller, *et. al.*, 2004). Dado que en los sistemas de distribución eléctrica no se da la posibilidad de competencia propiamente, por tratarse de un monopolio natural, lo más razonable es dejar operando a un sólo oferente en cada área de concesión. Sin embargo, si se tienen múltiples áreas geográficamente diferenciadas y comparables, pueden constituirse empresas independientes para las cuales la regulación fije normas de precio y calidad de servicio en función de comparadores entre empresas.

- **El Método de Regulación Basada en el Desempeño de una Empresa Modelo Eficiente.** En este caso, las comparaciones de desempeño de la empresa que se desea regular se realizan con otra empresa ficticia, a la



cual se le conoce como empresa modelo eficiente. Bajo esta metodología, se define a una empresa modelo por cada sector típico. Esta empresa modelo se crea sin considerar los activos preexistentes en el negocio y suponiendo la no-existencia de ésta en el mercado; es decir, sólo utiliza los activos necesarios para prestar el servicio de manera eficiente. Adicionalmente, se estipula un plan de desarrollo de las inversiones de las empresas (Weyman Jones, 1996).

3.2.3. Modelos regulatorios que rigen el sector de distribución de energía en Argentina

El modelo regulatorio mediante el cual se establece el proceso de fijación de tarifas, es un proceso de negociación entre el ente regulador y las empresas concesionarias. Los límites y condiciones de la negociación están especificados en el contrato de concesión, dentro del cual se incluye la metodología de cálculo de tarifas y los procedimientos de acuerdo entre las partes.

Respecto a los mecanismos metodológicos y conceptuales aplicados al sector de distribución de energía eléctrica en nuestro país, existe una combinación de dos métodos de regulación. El *primero* se basa en una tasa de retorno competitiva sobre los activos reales de las empresas (regulación por tasa de retorno). Este sistema requiere de un fuerte proceso de fiscalización de los costos reales de las empresas por parte del ente regulador, porque de otro modo se trasladarían en forma automática las ineficiencias de la empresa a los consumidores. El *segundo* se basa en un método de regulación de precios tope (Price Cap) o *RPI - X* por la utilización de esta fórmula como mecanismo de ajuste de tarifas, tal y como lo establece el Contrato de concesión en la Parte I del Subanexo B (Anexo I). Este método de regulación tarifaria, más que fijar o establecer un precio representa un mecanismo de ajuste de tarifas, dadas las tarifas iniciales o de partida.

3.3. Marco regulatorio

Bajo el diseño de los modelos regulatorios anteriormente descritos, el organismo regulador llevará a cabo el proceso de regulación tarifaria, contando para ello con una normativa que regirá sus decisiones. La misma está compuesta por lo dispuesto en la legislación nacional y provincial según corresponda.



En el siguiente apartado, se expone el conjunto de leyes que rigen el sector eléctrico en el ámbito nacional (leyes 24.065 y 25.561) y provincial (ley 11.769), así como los diversos conceptos relacionados que constituyen el marco normativo de referencia. A través del Marco Regulatorio, se establecen principios rectores que obran como puntos fijos de referencia obligatoria para el cumplimiento de los fines del servicio público y su regulación, persiguiéndose con ello una regulación eficiente para el bien común bajo los principios de continuidad, regularidad, igualdad, generalidad y obligatoriedad.

3.3.1. Ley 24.065

Marco regulatorio eléctrico de la República Argentina. Sancionada el 19 de diciembre de 1991 y promulgada el 3 de enero de 1992. Establece el marco normativo que permite la transformación del mercado eléctrico nacional. Sienta las bases para establecer condiciones de competencia en aquellos segmentos de la industria en los que la competencia es factible, delimitando estrictamente las etapas de producción. Introduce limitaciones y restricciones dentro de cada uno de los segmentos. Tiene como objetivo, evitar la consolidación de la oferta de energía eléctrica y la prestación de los servicios de la actividad en manos de un reducido grupo de prestadores.

En particular, en lo que refiere a la etapa del mercado bajo la cual desarrolla sus actividades la empresa objeto del presente trabajo, en su artículo 9º la ley expresa: “Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente”. En lo referente a esta etapa, se tienen en cuenta fenómenos regionales y de localización de la demanda. Esto permite la separación horizontal de la actividad de distribución mediante monopolios restringidos a cierta zona geográfica (área de concesión), con tarifas y normas de calidad establecidas por el gobierno.

3.3.2. Ley 11.769

Sancionada en octubre de 2004 se constituye en el marco regulatorio eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. Texto ordenado por Decreto 1868/04 y actualizado con las modificaciones introducidas por Ley 13.929.



Respecto al ámbito de aplicación en su artículo 1° establece: "Las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires, se regirán por las normas contenidas en la presente ley".

En lo que respecta al sector distribución, hace referencia a los agentes de la actividad eléctrica, en su artículo 10°: "Se considera distribuidor a quien sea titular de una concesión de distribución de energía eléctrica bajo el régimen de la presente ley. Se define como servicio público de distribución de electricidad, a la actividad regulada sujeta a concesión, que tiene por objeto abastecer de energía eléctrica a usuarios radicados dentro del área concedida al distribuidor, así como prestar la función técnica de transporte, esto es poner a disposición de terceros agentes del mercado eléctrico, la capacidad de transporte remanente del sistema de distribución a cargo del distribuidor, que no se encuentre comprometida para el abastecimiento de sus usuarios".

En lo que hace a la fijación de tarifas en su capítulo 9°, esta ley establece:

"Artículo 39° — Los servicios públicos de electricidad suministrados por los concesionarios serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, teniendo en cuenta el derecho de acceso a la energía de todo habitante de la provincia de Buenos Aires;...

...Artículo 42° — Los criterios a utilizar para la determinación de tarifas serán los siguientes:

a) Las tarifas de distribución aplicables al abastecimiento de usuarios reflejarán los costos de adquisición de la electricidad, de transporte y su expansión y los costos propios de distribución que se reconozcan por el desarrollo de la actividad específica de distribución de la electricidad, en virtud de los contratos otorgados por la Provincia o los Municipios;...

... c) El costo propio de distribución a reconocer deberá proveer, a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, recursos necesarios para cubrir los costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio, costo del capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones, expansiones de las redes necesarias para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos, y obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente, debiendo tener en cuenta asimismo las justificables diferencias de costo que existan en la prestación del mismo tipo de servicio en las



distintas áreas de la Provincia de Buenos Aires, que surjan de particularidades geográficas, de la forma de su prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante;...

...Artículo 44° — Los contratos de concesión Provinciales y Municipales incluirán un cuadro tarifario inicial válido por un período de cinco años, en el que se establecerán los valores máximos que correspondan a cada uno de los servicios;...

Finalizado cada período de cinco años, el Organismo de Control recalculará el cuadro tarifario, en base a similares criterios a los utilizados para determinar el cuadro tarifario inicial, y lo someterá a la aprobación de la Autoridad de Aplicación. Los valores incluidos en el cuadro tarifario estarán sujetos a ajustes que permitan reflejar los cambios en los costos de los concesionarios que estos no puedan controlar. Los procedimientos para la realización de dichos ajustes deberán incluirse en los respectivos contratos de concesión."

3.3.3. Ley 25.561

Ley de emergencia pública y reforma del régimen cambiario de la República Argentina. Sancionada y promulgada el 6 de enero del año 2002. En su capítulo 2, de las obligaciones originadas en los contratos de la administración regidos por normas de derecho público, establece:

"Artículo 8° — Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

Artículo 9° — Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.



Artículo 10° — Las disposiciones previstas en los artículos 8° y 9° de la presente ley, en ningún caso autorizarán a las empresas contratistas o prestadoras de servicios públicos, a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones.”

Estas leyes establecen el marco jurídico bajo el cual se desempeñan los organismos gubernamentales, a través de los cuales el Estado ejerce su función regulatoria. A continuación se realiza una breve descripción de los mismos.

3.3.4. Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

Tal y como se expone en su informe de control interno y gestión, se constituye en un organismo creado a través del artículo N° 54 de la Ley 24.065/92, para controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los principios y disposiciones de la mencionada norma, haciendo cumplir su reglamentación y disposiciones complementarias, y de controlar la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los Contratos de Concesión y en las Actas Acuerdo de Adecuación por parte de las empresas de generación, transporte y distribución de jurisdicción nacional.

En su artículo 55°, la Ley N° 24.065/92 enuncia que "... el ente tendrá autarquía y plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiera en el futuro por cualquier título..."

Dentro de las funciones y facultades más relevantes la Ley establece que el ENRE tiene competencia para:

"...b) dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados;...

...d) establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley;...



...s) en general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación".

3.3.5. Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA).

Fue creado a través del artículo 6° de la Ley 11.769/04, en el cual se enuncia que "Será Organismo de Control en materia de energía eléctrica, el ente que se crea por la mencionada Ley en el ámbito del Ministerio de Obras y Servicios Públicos (hoy de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos), que se denominará conforme la reglamentación y que tendrá la organización y atribuciones indicadas en el Capítulo XIII de esta Ley". Asimismo, el artículo 6° del Decreto Reglamentario N° 1.208/97 establece que el Ente creado por la mencionada ley se denominará Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA).

La ley establece diversas funciones al OCEBA que se rigen por el principio de la especialidad de la competencia, atribuyéndosele actividades de control y fiscalización, normativas y jurisdiccionales en materia eléctrica.

3.4. Aspectos financieros

Tal y como se expuso en la sección anterior, la regulación económica se compone de un conjunto de normas (leyes, decretos, contratos de concesión) e instituciones que definen el marco en el cual se desenvuelve la actividad del mercado eléctrico. Este marco establece entre otras cosas, las definiciones de sostenibilidad del servicio que es necesario garantizar para que las empresas se desenvuelvan en el sector.

Dicha sostenibilidad esta íntimamente relacionada con la posibilidad de las empresas de recuperar el capital invertido obteniendo una retribución justa y razonable como compensación. Es así como los mecanismos para la determinación de esta tasa de rentabilidad justa y razonable o "costo de capital", pasan a ser un elemento clave en todo sistema regulatorio. Por tal razón 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 estas se interpretan y aplican (Rodríguez Pardina, 2003).

El sistema normativo que rige el sector de distribución de energía eléctrica en nuestro país, establece que es necesario que los operadores cubran además de sus costos operativos, el costo de oportunidad del capital, a través de un nivel de tarifas que genere un flujo de fondos consistente con que la empresa mantenga su valor en el mercado. En este sentido será necesario el análisis y posterior determinación de la mencionada *tasa de costo del capital* así como del *flujo de fondos*, de modo que sea posible ordenar y sistematizar toda la información monetaria relacionada con el monto de inversión, los ingresos y egresos, las fuentes y estructura óptima de financiamiento (capital propio y de terceros), el costo de las fuentes de financiamiento; el punto de equilibrio económico y financiero; el riesgo operativo y financiero; etc. (Nadir, 2007).

En empresas reguladas, el costo del capital es utilizado como tasa de descuento de los flujos futuros de fondos netos, por lo cual se supone que la rentabilidad de la compañía será su costo de capital. Desde la perspectiva de la compañía regulada entonces, este costo de capital será la tasa interna de retorno mínima de su negocio. El costo de capital representa la ganancia futura que debe generar el capital invertido en la compañía para alcanzar el precio del mismo e igualar la tasa de retorno requerida por el inversor (Arrué, 2004).

De lo anterior se desprende que el regulador se centra principalmente en tres conceptos económicos financieros: la tasa de costo del capital, el flujo de fondos netos y la base de capital, conceptos desarrollados en las secciones 3.4.1, 3.4.2 y 3.4.3, respectivamente.

3.4.1. Tasa de costo de capital

La **Tasa de Costo de Capital** es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo de capital requerido a una empresa, por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en dichos mercados para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, esta determinado por los mercados financieros. El costo de capital de



la empresa se define como el rendimiento esperado de un portafolio que contiene todos los títulos existentes de la empresa. Es el costo de oportunidad del capital invertido en los activos y por lo tanto, la tasa de descuento apropiada para proyectos de riesgo promedio de la empresa (Brealey, *et. al.*, 2004).

Por su parte Lawrence (2000), presenta las siguientes definiciones referentes al concepto de costo de capital:

- El *costo de capital* es la *rentabilidad* que un inversionista exige a determinada inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos, en proyectos con niveles de riesgos similares, también conocido como costo de oportunidad.

- El *costo de capital* es el *rendimiento requerido* sobre los distintos tipos de financiamiento para determinado proyecto. La determinación del costo de capital implica la necesidad de estimar el riesgo del emprendimiento, analizando los componentes que conformarán el capital (como la emisión de acciones o la deuda).

- El *costo de capital* supone la *retribución* que recibirán los inversores por aportar fondos a la empresa, es decir, el pago que obtendrán los accionistas y los acreedores. En el caso de los accionistas, recibirán dividendos por acción, mientras que los acreedores se beneficiarán con intereses por el monto desembolsado.

El método habitualmente utilizado para estimar la tasa de costo de capital, es el **Método de Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC** Weighted Average Cost of Capital, según sus siglas en inglés) (Rodríguez Pardina, 2003). Así el costo de capital resulta de calcular el promedio ponderado del rendimiento que podría obtener el capital propio en una actividad de mismo riesgo (costo del capital propio, el cual es obtenido habitualmente a través del modelo del mercado de capitales CAPM según sus siglas en inglés de Capital Asset Pricing Model), más el costo de endeudamiento (Mondino, *et. al.*, 1996).

Este método considera entonces que la actividad regulada puede ser financiada tanto por capital propio como de terceros. La principal diferencia entre ambas fuentes de financiamiento es que mientras los acreedores poseen derechos prioritarios sobre los ingresos de la empresa, el capital propio sólo tiene derechos residuales. De esta manera los accionistas reciben como retribución lo que queda luego de que se cubren todos los costos, incluyendo intereses y amortización de la deuda. En consecuencia, el



capital propio es una inversión mas riesgosa y su tasa resulta en períodos normales más alta que el costo de endeudamiento con terceros (Rodríguez Pardina, 2003).

El **Costo del Capital** quedará expresado como el promedio ponderado del capital de los accionistas (Capital Propio) y del costo de la deuda (Capital de Terceros), según se presenta a continuación:

$$WACC = K_e * \frac{E}{D + E} + K_d * \frac{D}{D + E} * (1 - t) \quad [3]$$

Donde:

K_e = Costo del Capital Propio

K_d = Costo de la Deuda Financiera o Costo del Capital de Terceros

E = Valor del Capital Propio (Patrimonio Neto)

D = Valor del Capital de Terceros (Pasivo)

t = Tasa de impuesto a las ganancias

$D + E$ = Valor total en el mercado de los valores de la empresa

El **Costo del Capital Propio** (las acciones de una empresa) puede medirse básicamente mediante la utilización de diversos enfoques siendo el más usual, el modelo para la valuación de los activos de capital, **CAPM** (según sus siglas en inglés de Capital Asset Pricing Model). Este modelo es el más utilizado y mejor conocido por los analistas en el mercado internacional y las agencias de regulación de mercados (Eiteman, *et. al.*, 2000). Fue desarrollado en la década de los 70' sobre la teoría del portafolio, la cual se basa en la elección entre una gran diversidad de instrumentos financieros, determinando que proporción de la inversión debe destinarse a cada uno de ellos a fin de obtener los máximos rendimientos para un nivel dado de riesgo.

Los supuestos en los que se basa dicho modelo son que el horizonte de planeamiento es de un sólo período; no existen costos de entrada y salida; existe una tasa libre de riesgo a la cual los inversores pueden tomar deuda o colocar fondos; los inversores son racionales y aversos al riesgo; los mercados son eficientes en términos financieros; el mercado cuenta con toda la información disponible.



Análiticamente, el CAPM requiere que se defina el retorno exigido de las acciones para una empresa, por medio de la siguiente fórmula:

$$K_e = K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta$$

Donde:

K_e = Tasa de rendimiento esperada (requerida) por acción;

K_{rf} = Tasa de interés en bonos libres de riesgo (p. e. bonos del tesoro EEUU);

β = Sensibilidad de la rentabilidad del título respecto a la del mercado;

K_m = Tasa de rendimiento esperada (requerida) para la cartera (o portafolios) de acciones del mercado (p. e. índice *Standard & Poor's* 500).

Este trabajo presenta como objeto de análisis a una empresa distribuidora de energía que opera en Argentina. En consecuencia es necesario ajustar el modelo, con una prima adicional que considere el riesgo local (prima de riesgo país, K_{rc}) (Greco y Stanley, 2004). Por tal motivo, la fórmula del CAPM a utilizar para realizar la estimación del costo del capital propio, queda expresada de la siguiente forma:

$$K_e = K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta + K_{rc} \quad [4]$$

El CAPM, muestra entonces que el costo del capital propio de un activo (K_e), es igual al retorno proveniente de un activo libre de riesgo (K_{rf}) mas una prima por el riesgo asumido, igual al valor de la beta por la prima de riesgo de mercado (eléctrico) ($\beta(K_m - K_{rf})$) mas el riesgo país (K_{rc}).

La **Tasa Libre de Riesgo** (K_{rf}), es aquel rendimiento de una inversión en la que prácticamente el riesgo de invertir en ella es nulo. La expresión libre de riesgo se refiere básicamente a dos tipos de riesgo: *de default* y *de reinversión* (Brealey, *et. al.*, 2004). El primero establece que existe seguridad respecto del repago de las inversiones. Esto se da en el caso de un bono de un gobierno confiable, que es emitido en la moneda corriente de ese país. En el mundo real no existen activos completamente libres de riesgo por lo cual se hace necesario recurrir a alguna



aproximación como lo es un bono en dólares emitido por el Tesoro de Estados Unidos de América. El segundo, consiste en que las cantidades invertidas en bonos que tienen un plazo de vida corto, deberán ser reinvertidas cada poco tiempo a tipos de interés presumiblemente distintos, con lo que sus flujos de caja irán cambiando conforme transcurre el tiempo, pudiendo afectar el rendimiento de las inversiones realizadas con un mismo capital.

La **Prima por Riesgo País** (K_{rc}) se origina debido a que los inversionistas exigen mayores rendimientos a las inversiones realizadas en países inestables política, social y económicamente hablando que se encuentran asimismo en vías de desarrollo. El riesgo país representa la desconfianza de los mercados respecto a la capacidad del Estado de hacer frente a sus deudas y obligaciones. Su nivel está influenciado por condiciones tanto políticas como económicas, entre las que se encuentran: estabilidad y legitimidad de las instituciones en general y políticas en particular; participación popular en los procesos políticos; transparencia en las decisiones y en los objetivos de política económica; seguridad pública; solidez del sector financiero; competitividad y rentabilidad del sector privado no financiero; eficiencia del sector público; ahorro e inversión; situación fiscal; situación monetaria y crediticia; eficiencia de los instrumentos de política monetaria; situación de la balanza de pagos; deuda externa (pública y privada); etc. (Arrué, 2004). Este concepto fue ampliamente utilizado en revisiones tarifarias de Argentina (Rodríguez Pardina, 2003) y representa específicamente la sobretasa que paga el gobierno argentino.

La **Tasa por Riesgo de Mercado** (K_m) se mide 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 retorno, dado el riesgo adicional asumido. En el presente trabajo, se entiende a la prima por riesgo de mercado que es una expectativa matemática, como el premio que esperan los inversores por invertir en acciones de la compañía bajo análisis por correr un riesgo mayor que con una inversión libre de riesgo (Lopez Dumrauf, 2007).



El riesgo de un activo se puede originar en causas macroeconómicas o movimientos internacionales del flujo de capitales que afectan simultáneamente a todos los activos (**riesgo sistemático**) o en características propias del negocio o industria involucrada (**no sistemático**). Este último, puede ser reducido a través de la diversificación de la cartera y por lo tanto no requiere ser recompensado. Sin embargo el riesgo sistemático no puede evitarse, por lo que resulta necesario evaluarlo a fin de exigir el retorno adecuado en la medida que cada activo contribuye al mismo (Eiteman, *et.al.*, 2000).

Por efecto de que el riesgo sistemático es el factor determinante y crucial del rendimiento esperado de un activo, se necesita un método para medirlo. La sensibilidad de una acción a los cambios en el valor del portafolio del mercado se conoce como **Beta**. Por consiguiente, la beta mide la contribución marginal de una acción al riesgo del portafolio del mercado. Entonces, si todo el mundo mantiene el portafolio del mercado, no será una sorpresa que la prima de riesgo demandada por los inversionistas sea proporcional a la beta. Eso es lo que dice el CAPM (Brealey, *et. al.* 2004).

Entonces, si se quiere conocer la influencia que tiene un título en el riesgo de un portafolio bien diversificado, se debe medir su riesgo de mercado, es decir su sensibilidad a los movimientos del mercado. El procedimiento específico que se usará se denomina **Coefficiente β** (Brealey, *et. al.*, 2004). Una de las metodologías más empleadas, para la estimación del coeficiente beta es el enfoque del beta comparable o benchmark. A través de dicho enfoque, se busca una empresa o conjunto de empresas que contengan similitudes significativas con la compañía objeto de análisis. Una vez que la entidad comparable es identificada, sus datos de mercado se utilizan como base para el cálculo del costo de capital.

En este caso en particular, se utilizará información financiera de empresas dedicadas a actividades vinculadas al negocio en cuestión (generación, transporte y distribución de energía eléctrica), tal y como se expone en el anexo de este estudio. Sin embargo el valor del coeficiente beta comparable no puede ser considerado directamente. En efecto, el beta observado 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 diferencia en la estructura de financiamiento, por lo tanto el Coeficiente Beta considerado puede no ser comparable. Será necesario entonces eliminar el riesgo financiero propio de la empresa cuyo beta se utiliza, y sólo considerar el riesgo fundamental del negocio que se trate (generación, transporte,



distribución de energía) (Medina, 2008). Esto se logra desapalancando el beta del capital propio (o **beta apalancado**, ya que considera el riesgo financiero), obteniendo el beta de los activos del negocio en general (**beta desapalancado**). Luego corresponderá volver a apalancar dicho coeficiente, mediante la utilización de la estructura de capital (propio y de terceros) para el caso concreto que se desee aplicar.

Por otro lado, el **Costo del Endeudamiento (K_d) o Capital de Terceros** que conjuntamente con el Costo del Capital Propio (K_e) conforman la WACC, es igual al costo de endeudamiento a mediano y largo plazo en el que incurre una empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos. En general, está determinado por las siguientes variables, según se detalla en la siguiente fórmula:

$$K_d = K_{rf} + K_{rc} + PI \quad [5]$$

Donde:

K_{rf} = Tasa libre de riesgo;

K_{rc} = Prima de riesgo país;

PI = Prima de Industria.

Las dos primeras variables utilizadas a fines de la estimación del Costo de Capital de Terceros, coinciden con las del de Capital Propio.

Respecto a la **Prima de la Industria (PI)**, la misma es una estimación del rendimiento de los instrumentos de deuda que se observa en el mercado que se analiza. Dicha variable es sencilla de obtener cuando las empresas tienen instrumentos que cotizan en los mercados, puesto que la misma se infiere calculando el rendimiento de esos bonos. Sin embargo, en el caso de la empresa objeto del presente trabajo, es necesario utilizar un método alternativo para obtener una estimación basada en la comparación de las cotizaciones de empresas similares, puesto que se parte del supuesto que no cotiza en bolsa (Lopez Dumrauf, 2007).

Finalmente, reemplazando en la fórmula de la WACC [3], las fórmulas del Costo del Capital Propio [4] y del Capital de Terceros [5], quedaría de la siguiente forma:



$$K_{WACC} = (K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta + K_{rc}) \frac{E}{D+E} + (K_{rf} + K_{rc} + PI)(1-t) \frac{D}{D+E}$$

A modo de resumen se presenta el Cuadro 1 con las variables que componen la fórmula anterior.

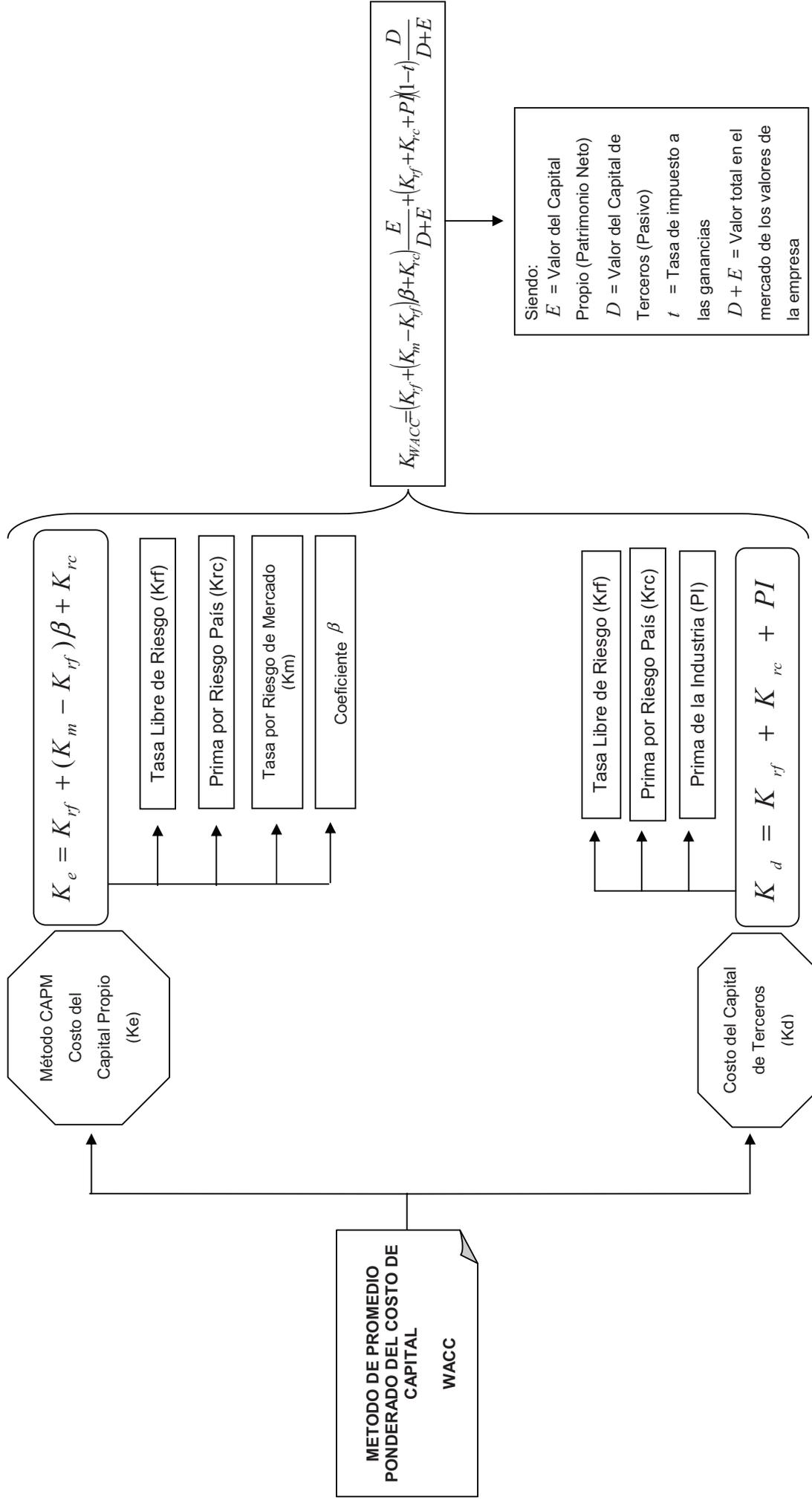
3.4.2. Flujo de fondos

El **Flujo de Fondos** es otra de las categorías de análisis del desempeño económico financiero de una empresa, puesto que cumple un rol estratégico en la planificación de las operaciones para el corto, mediano y largo plazo. Cuando se utiliza el método descontado, se constituye en la materia prima para calcular el valor de una firma o la rentabilidad de un proyecto de inversión para la planificación de largo plazo (Pascale, 1998). En general los flujos de fondos varían en función del rendimiento de los activos, de los requerimientos de inversión en activos fijos y capital de trabajo, de los cambios netos en el endeudamiento, de las decisiones de política de dividendos, etc. Asimismo, cuando una firma que crece aumenta sus requerimientos de inversión neta (en capital de trabajo y activos fijos), si bien puede exhibir resultados positivos, su flujo de caja puede ser negativo durante el período de crecimiento.

Resulta frecuente encontrarse con situaciones en las que se tienen múltiples flujos de efectivo que son todos por la misma cantidad. Se denomina **anualidad** a la sucesión igual de flujos de efectivo durante un periodo fijo. Un caso especial de una anualidad surge cuando la corriente de flujos de efectivo iguales continúa por siempre. Un activo así se conoce como **perpetuidad**, debido a que los flujos de efectivo son perpetuos (Brealey, *et. al.*, 2004).



Cuadro 1: Variables Método de Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC)





Si durante un **Período de Proyección Explícito** (que llamaremos período “*T*”) se asumen ciertas hipótesis, por ejemplo en torno a la evolución de las ventas, este cambio en la actividad de la firma modifica el flujo de fondos a partir de los resultados y los cambios en los requerimientos del capital de trabajo y activos fijos, necesarios para producir esas ventas. Una vez que la empresa alcanza un estado estacionario y las ventas se estabilizan (y con ello los resultados y las variaciones en el capital de trabajo), los flujos de fondos también se estabilizan, dándose por concluido el período “*T*”. No existe una regla fija para la duración del mismo. Simplemente debe estirarse su duración hasta aquel período “*T*” donde la empresa alcanza un *estado estacionario*, mas allá del cual no existe crecimiento alguno (López Dumrauf, 2007). De esta forma, el valor más allá del período “*T*” es el mismo que resulta de calcular la perpetuidad del flujo de fondos en el período “*T+1*” (el año siguiente al período *T*) y luego descontarlo hasta el presente.

El **Valor Continuo** (*V_c*) para el **Periodo de Proyección Implícito**, es el valor presente de los flujos de caja perpetuos que comienzan un año después de la fecha definida como fin del período de proyección explícito:

$$V_c = \frac{FCF_{T+1}}{WACC}$$

De esta forma, en la proyección de los flujos de fondos existen dos períodos claramente diferenciados:

$$V = \frac{FCF_1}{(1+WACC)} + \frac{FCF_2}{(1+WACC)^2} + \frac{FCF_3}{(1+WACC)^3} + \dots + \frac{FCF_T}{(1+WACC)^T} + \frac{FCF_{T+1}}{WACC * (1+WACC)^T}$$

1
2

Siendo:

- 1- Valor presente del período de proyección explícito;
- 2- Valor continuo (VC) del periodo de proyección implícito, descontado por “n” períodos.



Respecto a las maneras bajo las cuales se diseñan, existen diversos métodos para poder determinar el flujo de fondos de una empresa. Sin embargo, los modelos de mayor relevancia son aquellos que integran sus estados financieros (balance, estado de resultados y estado de evolución del patrimonio neto) (López Dumrauf, 2007). En función del punto de partida utilizado para su elaboración, el flujo de fondos de las actividades operativas, puede realizarse a través de dos métodos: el directo o el indirecto. A fines de su utilización en el presente trabajo de tesis se desarrollará con mayor detalle el **Método Indirecto de Flujo de Fondos**.

Los puntos de partida para la confección del método indirecto pueden ser:

- a) El EBIT (según sus siglas en inglés Earnings Before Interest and Taxes, resultado operativo antes de intereses e impuestos). Al cual se denominará "Resultado operativo";
- b) Las ventas;
- c) La utilidad neta después de impuestos.

Para este caso de aplicación, se describirá "el camino del resultado operativo" según lo definido anteriormente, por ser el más utilizado en la práctica financiera () (López Dumrauf, 2007).

Cuando se parte del "**Resultado Operativo**" (Ventas Netas - Costo de Ventas) antes de intereses e impuestos (**EBIT**), y habiéndose extraído del mismo los costos de producción y los gastos comerciales y de administración, se siguen los siguientes pasos:

En primer lugar se suma al resultado operativo la depreciación y la amortización, debido a que estos conceptos no representan egresos reales de caja, sino el desgaste asociado a los bienes de uso. De esta operación surge el *resultado operativo antes de restar la depreciación y la amortización*.

En segundo lugar, se suma o se resta según corresponda, los cambios en el capital de trabajo. El *capital de trabajo* representa al excedente de los activos de corto plazo sobre los pasivos de corto plazo, siendo una medida de la capacidad que tiene una empresa para continuar con el normal desarrollo de sus actividades en el corto plazo. En este caso en particular, fueron considerados el rubro créditos por ventas corrientes (para representar el activo corriente) y deudas comerciales corrientes (para representar el pasivo corriente) por ser los más representativos.



El tercer paso es restar todo incremento de activos fijos o sumar las disminuciones. Este rubro representa la “inversión” de la empresa.

Finalmente, se suman o restan según corresponda los rubros que hacen al financiamiento de la empresa: por ejemplo, se adiciona todo incremento de deuda y viceversa, y se restan dividendos en efectivo.

En esencia los conceptos que representan los ingresos y egresos de fondos en el método indirecto son los que se presentan en el Cuadro 2:

Cuadro 2: Ingresos y egresos de fondos en el método indirecto

INGRESOS	EGRESOS
Disminución de activos	Aumento de activos
Aumento de pasivos	Disminución de pasivos
Resultados positivos	Resultados negativos
Aportes societarios	Dividendos en efectivo
Otros	Otros

Fuente: Elaboración propia.

En resumen, el método del flujo de fondos indirecto sigue el siguiente orden detallado:

Primer paso: *Flujo de fondos generado por operaciones*

Resultado Operativo

+ Depreciación y amortización

Resultado Operativo antes de intereses, impuestos, amortizaciones y depreciaciones

Cambios en el Capital de Trabajo:

- Incrementos en cuentas a cobrar
- Incrementos en Inventarios
- + Incrementos en cuentas a pagar
- Impuestos

Segundo paso: *Flujo de fondos generado por inversiones*

Cambios en el Activo Fijo

Inversiones en otros activos no corrientes



Tercer paso: *Flujo de fondos generado por el financiamiento*

- + Incrementos en deudas de corto y largo plazo
- Disminuciones en deudas de corto y largo plazo
- + Aportes de capital accionario
- Dividendos en efectivo
- Intereses generados por pasivos
- + Intereses generados por activos

Por su parte el **Método Directo del Flujo de Fondos**, consiste en una metodología del tipo “cobros periódicos menos pagos periódicos”. A diferencia del método indirecto, que trabaja con diferencias entre activos y pasivos, este método permite visualizar cuales serán los cobros y pagos físicos, lo que lo hace fundamentalmente indicado para la gestión financiera. Ambos métodos deben ser equivalentes en sus resultados (Lopez Dumrauf, 2007).

3.4.3. Base de capital

A los efectos de fijar las tarifas que respondan a la estructura productiva de equilibrio, una cuestión fundamental es encontrar la base de capital y la tasa de rentabilidad que pondere en forma adecuada, lo que resulte de aquel flujo de fondos que provea sustentabilidad a la actividad (Greco, *et. al.*, 2004).

La **Base de Capital Regulada (BCR)** es el reconocimiento de la inversión realizada en la empresa, más allá de su financiación con fondos propios de los accionistas o con capital de terceros. En el caso de las empresas de servicios públicos, las inversiones que constituyen su base de capital son de gran cuantía, y a través de ellas se prevén los incrementos futuros de la demanda y otros requisitos de las redes para brindar el servicio con la calidad adecuada.

La **Valuación de la Base de Capital** es el principal componente del cálculo de las tarifas en un monopolio natural. Este ejercicio, es especialmente importante en la distribución de energía eléctrica debido a que se trata de una industria caracterizada por inversiones irreversibles (costos hundidos a los que se enfrenta la distribuidora) y de largo plazo. Mediante el establecimiento de las tarifas, el ente regulador determina



la única fuente de ingresos que posee la empresa regulada para recuperar sus inversiones y obtener un beneficio adecuado incentivándola a invertir eficientemente.

En términos generales en lo que hace a la valuación de la base de capital regulada, existen dos grandes enfoques: uno que trata a la BCR como activo financiero y otro que la concibe como un activo físico. El *primer enfoque* busca mantener el valor de la inversión en el tiempo y resulta compatible con metodologías de valuación a precios de mercado o costo histórico. El *segundo enfoque* persigue mantener la capacidad productiva de los activos y resulta consistente con las distintas metodologías de valuación a costo de reposición. Tanto la experiencia internacional como la literatura especializada no se muestran conclusivas respecto de la conveniencia de un método de valuación en particular, en el caso argentino prevaleció la visión financiera de la base de capital (Arrué, 2004). A continuación se desarrollan ambos enfoques de valuación.

El Tratamiento de la BCR como un Activo Financiero, busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales. Ello no significa garantizar un nivel determinado de retorno sino utilizar un mismo criterio de valuación de activos de modo que el valor actualizado de la BCR al final de un ciclo tarifario o período regulatorio (dado por una revisión tarifaria) sea utilizado como punto de partida para el cálculo de las tarifas del siguiente período.

La metodología específica más tradicional para este enfoque, es la **Valuación a Costo Histórico**. Su utilización implica determinar el valor del activo regulado según el costo registrado (contablemente) al inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto correspondiente a depreciaciones. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión según la evolución del índice de precios. Este sistema de valuación basado en costos históricos, ha sido el comúnmente utilizado por las agencias regulatorias en Estados Unidos al momento de las revisiones tarifarias. En este sentido, la preeminencia de dicho esquema en la práctica norteamericana ha llevado a asociar este método con el mecanismo de regulación por Tasa de Retorno aunque, también ha sido utilizado en



regímenes de regulación por precio tope. En la Argentina, esta visión es la utilizada tanto en la regulación de la industria del gas como en la eléctrica (Arrué, 2004).

Por su parte, el objetivo regulatorio implícito en el **Tratamiento de la BCR como un Conjunto de Activos Físicos**, es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma “eficiente”.

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, donde los inversores asumen riesgos tecnológicos y de demanda. Este suele ser el enfoque utilizado para la determinación de los cargos de interconexión de redes de comunicaciones. De esta forma, el proceso de determinación de la BCR no conlleva solamente la valuación de los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes. En términos metodológicos el costo de reemplazo se halla generalmente calculado a partir de la utilización de distintas técnicas, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC, según sus siglas en inglés Depreciated Optimised Replacement Cost). Mide el costo actual de reemplazar un activo de la forma más eficiente y moderna posible, depreciado de acuerdo a la antigüedad y uso del activo existente. El proceso de optimización establece, desde una “perspectiva ingenieril”, cuáles son los activos necesarios para producir un nivel específico de servicios, dada la tecnología existente. Todo activo que no contribuya a la provisión del servicio, es excluido de la BCR, disminuyendo así los precios que deberían pagar los usuarios. El objetivo implícito en la elección de este método de valuación, se vincula con mantener competitivo el sector, puesto que siguiendo esta metodología y un estimador del WACC de mercado, se podría imitar el resultado competitivo. En este sentido, la valuación debe ser consistente con el



precio fijado por un entrante en la industria, determinando una BCR tal que la firma regulada no obtenga rentas extraordinarias.

- Valor óptimo de privación (ODV, según sus siglas en inglés Optimised Deprival Value). Este esquema puede pensarse como una variante del anterior. A través del mismo se establece la pérdida actual o esperada que enfrentaría el proveedor del servicio si es privado de los beneficios económicos futuros que podría generar el activo. En términos metodológicos puede considerarse como un método híbrido, resultando el valor obtenido del mínimo entre el DORC y el valor alcanzado siguiendo el esquema del Valor Neto de Realización, es decir el valor justo de mercado del activo si éste fuese vendido.
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). A diferencia de los casos anteriores, el método del VNR no se limita a un criterio de valuación de activos, sino que además suele estar asociado a una retribución del capital calculada como una anualidad fija. Al calcularse una anualidad en función del horizonte del proyecto (de la concesión o de la vida promedio estimada de los activos) y de la tasa de retorno aprobada, se unifican en dicha anualidad dos conceptos que en la metodología de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período se encuentran separados: la recuperación del valor del activo representada por la depreciación y el retorno sobre la BCR. Financieramente, la anualidad fija lleva implícita una depreciación lenta de los activos (menor al inicio y mayor al final) y un retorno acelerado (mayor al inicio y menor al final). Esta es la metodología aplicada en los casos del sector eléctrico en Chile y Perú, en los cuales la remuneración del capital que se incorpora al cálculo del VAD surge de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del “sistema económicamente adaptado”. Este último concepto se vincula con el concepto de empresa modelo y se define como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

3.5. La tarifa eléctrica en el sector distribución. Ecuación Tarifaria.

El precio de la energía (tarifa) que pagan los usuarios tiene dos componentes: la tarifa en barra y el valor agregado de distribución (VAD), según lo establecen la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.



La **Tarifa en Barra** por su parte, corresponde al precio que pagan los distribuidores a los generadores, incluido el costo de transmisión (costos de adquisición en el MEM, Mercado Eléctrico Mayorista). Dado que la desintegración vertical del sistema eléctrico fue parte central de la estrategia de reconversión del sector adoptada por el Estado, las empresas distribuidoras carecen de control sobre este precio mayorista de la energía. Por ello, el precio de compra de la energía en el mercado eléctrico mayorista se traslada a los usuarios vía los valores del cuadro tarifario. Dicha condición se denomina “pass through” según la literatura económica. (Anexo II). Mediante este mecanismo, la distribuidora “pasa” a la tarifa de los usuarios finales estrictamente los valores ajustados en función del costo de comprar energía y potencia en el MEM, sin incluir ningún tipo de margen de ganancia. Con ello se persiguen dos objetivos, en primer lugar que los usuarios reciban las señales económicas de los precios provenientes del mercado mayorista, y luego que las distribuidoras no asuman costos extras por las variaciones en el precio mayorista no quedando sujetas a riesgo financiero ni a pérdidas económicas con motivo de sus compras en el MEM.

Por otra parte, las empresas distribuidoras tienen sus propios costos o **Valor Agregado de Distribución (VAD)**, lo que Pistonesi (2001) define como costo propio de distribución. Se constituye en el valor adicional que debe agregarse a la energía en la forma provista por el generador, para que llegue a todos los usuarios residenciales, comerciales e industriales que abastezca el distribuidor. Este componente de la ecuación tarifaria incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes, de operación y mantenimiento y de comercialización (operaciones de compra de energía y su posterior reventa a los clientes), así como también las depreciaciones y una rentabilidad razonable sobre el capital invertido, definida como *tasa de costo de capital* (WACC) constituyéndose en una componente del VAD y en consecuencia de la tarifa de distribución.

En lo que respecta al cálculo del VAD, el mismo ha suscitado controversias entre las empresas de distribución eléctrica. Dicho término de la ecuación tarifaria, es calculado mediante estudios de costos. Los mismos consideran criterios de eficiencia en las inversiones y en la gestión de un concesionario operando en algún sector de distribución típico. Así, los encargados de llevar a cabo los estudios de costos consideran a efectos de dicho cálculo diversos costos asociados al usuario,



independientes de su potencia y energía; pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada; etc.

La Ley N°24.065 en sus artículos 1°, 2° incs. b), d), e) y f); 4°, 6°, 35°, 36°, 93° y 94°, el Decreto Reglamentario N° 1398/92; así como las normas reglamentarias emanadas de la ex-Secretaría de Energía de la Nación, establecen diversas consideraciones para la fijación de tarifas en la Provincia de Buenos Aires. Las mismas se basan en principios de tarifación con ajuste a los costos económicos estableciendo como principio general de cálculo la búsqueda de la eficiencia en la asignación de los recursos.

Los criterios incorporados para la determinación de los precios, pueden sintetizarse de la siguiente manera:

- El *criterio de competencia* se establece para favorecer el desarrollo de la actividad productiva en el sector;
- La *eficiencia económica* se promueve a partir del concepto de tarifación a costo incremental de largo plazo (CILP) según se definió en secciones anteriores;
- La mayor *transparencia de precios* posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico;
- La mayor *equidad* posible entre los usuarios, tratando que cada uno afronte el costo del recurso que utiliza y el servicio que recibe. En ese sentido, se prohíbe a las distribuidoras la utilización de subsidios cruzados entre las categorías de sus usuarios, así como la discriminación de precios, en la fijación de sus tarifas;
- La existencia de salvaguardas de *calidad y seguridad* compatibles con el interés general y el servicio público;
- La prevención de *las distorsiones monopólicas o prácticas colusivas* que impidan la competencia o impliquen un abuso de posición dominante en el mercado;
- La instrumentación de un *régimen de regulación* de la actividad conforme las concepciones y experiencias más modernas en la materia.



De esta manera se procura que la empresa optimice su gestión empresarial a lo largo de cada periodo tarifario minimizando sus costos. Por otra parte, estas disposiciones tienden a incentivar dentro de los periodos tarifarios, que la empresa procure alcanzar la máxima eficiencia mediante la racionalización de sus costos. Parte de los beneficios resultantes de la mayor eficiencia lograda en un periodo tarifario, deberán ser luego trasladados a los usuarios en el siguiente periodo tarifario, al fijarse la tasa de rentabilidad y proyectarse los nuevos costos propios de distribución con que se calcularán las nuevas tarifas (Ley N° 24.065 Art. 41° incisos b) y c)).

Hasta fines del año 2001 las tarifas se calculaban en dólares estadounidenses y se expresaban en pesos al tipo de cambio vigente entonces (\$1 a U\$S1). Por su parte, las actualizaciones de los valores del VAD se efectuaban semestralmente (mayo y noviembre) de acuerdo al índice combinado de precios mayoristas (PPI) y minoristas (CPI) de EE.UU., parte de la tarifa que se ajusta a través del término RPI-X, según lo expresa el modelo regulatorio de precios tope. En enero de 2002, las cláusulas de ajuste e indexación de tarifas, fueron suspendidas a través de la ley 25.561 de Emergencia Pública, lo que condujo al congelamiento y pesificación de las tarifas. Mediante Resolución N° 38 del 09/04/2002 el Ministerio de Economía dispuso que los entes reguladores debían interrumpir los procesos de revisión tarifaria o cualquier otro mecanismo de fijación de precios y tarifas. Posteriormente, se firmaron acuerdos que concedieron aumentos para el VAD, a la espera de la realización de las "revisiones tarifarias integrales" (RTI). Luego del congelamiento del año 2002 las empresas distribuidoras, han negociado sus tarifas con autoridades del gobierno.



IV CONSIDERACIONES METODOLOGICAS

Este trabajo de investigación estudia el caso particular de una **Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica de Argentina que opera en la Provincia de Buenos Aires**. Utilizando los datos que figuran en su balance de publicación al 31 de diciembre de 2010 se realiza un análisis cuantitativo aplicando el modelo utilizado por los reguladores del mercado de distribución eléctrica. La distribuidora es considerada una empresa típica de tamaño intermedio en cuanto a la cantidad de usuarios y área de cobertura del servicio prestado. El análisis parte de un enfoque económico en lo que respecta a la regulación de mercados monopólicos. Luego adopta un enfoque financiero al realizar la estimación de la tasa de costo de capital, utilizándose posteriormente para descontar el flujo de fondos propuesto, a fin de determinar si en el largo plazo los mismos cubren la base de capital regulada, tal como se expone en el marco teórico.

Los **Datos Utilizados a fines de la elaboración del modelo**, son los que la compañía publica a través de sus balances anuales, a los cuales puede accederse a través de la página oficial de la Comisión Nacional de Valores (CNV) todos de acceso público. Considerando la similitud de la estructura operativa y regulatoria existente entre las compañías que operan en el sector de referencia (empresas distribuidoras de energía de Argentina), a partir del análisis del caso particular propuesto, su aplicabilidad y recomendaciones serían viables a otras empresas reguladas del sector.

La confección de la presente tesis, se llevó a cabo a través del acceso a **Fuentes de Información** de varios organismos, de los cuales se extrajeron datos de utilidad para ser analizados. A continuación, y a manera enunciativa, se exponen las fuentes consultadas:

Fuentes primarias

- Entrevistas a consultores expertos en gestión de empresas distribuidoras del sector eléctrico de nuestro país;
- Entrevistas a personas especializadas, vinculadas directamente con el proceso de preparación, presentación y seguimiento de procesos de revisión tarifaria, que están en contacto permanente con los organismos de control (Ministerio de Vivienda, Infraestructura y Servicios Públicos; Ente Nacional Regulador de Energía



(ENRE); Organismo de Control de Energía de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA); etc).

Fuentes secundarias

- Balances y prospectos de emisión de obligaciones negociables publicados por la empresa distribuidora objeto del presente trabajo ;
- Balances y prospectos de emisión de obligaciones negociables publicados por otras empresas distribuidoras de Argentina consultados a través de la página oficial de la CNV tales como: Empresa distribuidora nacional de energía norte (EDENOR), Empresa distribuidora nacional de energía sur (EDESUR), Empresa distribuidora nacional de energía de La Plata (EDELAP), Empresa distribuidora provincial de energía sur (EDES), Empresa distribuidora provincial de energía norte (EDEN).

Con la finalidad de lograr los objetivos planteados, se consultó e investigó en primera instancia el **Marco Regulatorio** que rige el sector eléctrico en la República Argentina, no sólo lo que refiere a distribución de energía eléctrica, sino también a generación y transporte. Asimismo, se analizaron los marcos regulatorios de la actividad eléctrica en diversos países de Latinoamérica (Bolivia, Brasil, Chile, Guatemala, entre otros) y Europa (Reino Unido, España, etc.).

Este trabajo se funda en el proceso de regulación de tarifas, atendiendo a **Información Pública de Mercado**. Esto no resulta una tarea sencilla en especial en un mercado emergente como el argentino, cuyo mercado de capitales presenta limitaciones derivadas de su reducido volumen de operaciones y una escasa cantidad de activos con oferta pública. Por lo anterior fue preciso recurrir a información proveniente de un mercado mas desarrollado como lo es el de Estados Unidos, para estimar las variables que componen la tasa de costo de capital, según lo establecen los objetivos de la presente investigación.

La **Selección de los Parámetros** sobre los cuales se basó la **Estimación de la Tasa de Costo de Capital**, fue realizada considerando diversos criterios: se recurrió a fuentes de información reconocidas y reproducibles con el fin de garantizar transparencia y verificabilidad en la estimación; se buscó la eficiencia económica a través de la utilización de valores que debieran ser alcanzados por las empresas que



operan en el sector de referencia; se intentó reflejar la situación observable del mercado incorporando el marco regulatorio; etc. La mencionada estimación fue realizada recurriendo a diversas fuentes de información, tales como el sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos (www.federalreserve.gov); consultora J. P. Morgan Chase; consultora PWC (Price Waterhouse Coopers) desde su área de servicios financieros (Financial Services); sitio web de la consultora Bloomberg (www.bloomberg.com); entre otras. La **Tasa de Costo de Capital**, tal y como se define en la sección de marco teórico, representa la rentabilidad que un inversionista exige a determinada inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos, en proyectos con niveles de riesgos similares. A fines de su estimación se utilizó el **Método de Promedio Ponderado del Costo de Capital** (WACC, según sus siglas en inglés) para su cálculo.

Por su parte, la estimación del **Costo del Capital Propio**, responde a un 'Modelo Sustituto', que no cumple con todos los supuestos teóricos del **CAPM (Capital Asset Pricing Model)**. Este modelo, utilizado por los analistas en el mercado internacional y las agencias de regulación de mercados, presenta diversos supuestos tales como existencia de expectativas homogéneas de los inversores; previsión perfecta sobre el futuro; total divisibilidad de los activos, entre otros. Al utilizarse un modelo sustituto, no se puede asegurar que los resultados obtenidos se ajusten al comportamiento esperado del modelo original enunciado en el marco teórico. Asimismo pueden surgir diferencias entre la tasa de descuento estimada y el rendimiento que finalmente se obtendrá al invertir en acciones de la empresa en cuestión, ya que lo que se estima es un 'retorno esperado' por oposición al concepto de 'retorno cierto'.

Respecto a las variables que componen el costo del capital propio, merece una mención especial aquella que mide la sensibilidad de la rentabilidad del título del negocio que se analiza respecto a la del mercado, denominada **Coefficiente Beta**. A fines de una aproximación de dicho coeficiente, se recurrió a información financiera de empresas comparables (que operan en el sector eléctrico) con un importante volumen de operaciones y activos con oferta pública. Dicho beta contiene implícito el riesgo del negocio (sector eléctrico) y además una prima por riesgo financiero vinculado a la estructura de financiamiento de la empresa a la cual pertenece (**Beta Apalancado**). Fue necesario entonces eliminar el riesgo financiero propio de la empresa, de modo de sólo considerar el riesgo fundamental del negocio que se trata (distribución de



energía). Para tal fin se llevó a cabo el desapalancamiento del beta mediante la aplicación de la fórmula presentada en el marco teórico del presente trabajo. Para este estudio interesa la beta sin apalancar, es decir el riesgo de la actividad sin considerar el riesgo financiero inherente a cada empresa en particular, puesto que la empresa que se desea analizar tiene su propia estructura de capital. Posteriormente se volvió a apalancar dicho coeficiente, mediante la utilización de la estructura de capital (propio y de terceros) para el caso concreto de la empresa distribuidora objeto del presente trabajo.

La tasa de costo de capital (WACC), fue estimada a fin de ser utilizada para **Descontar el Flujo de Fondos Proyectado** de la compañía, para corroborar que el valor actual del mismo cubre la base de capital regulada propuesta, la cual está constituida por el valor contable de los bienes de uso a la fecha de corte (31 de diciembre de 2010). Para elaborar el flujo de fondos de la distribuidora fue necesario el establecimiento de diversas premisas tal y como se detallan en la sección de análisis de datos. El punto de partida del flujo de fondos fue el cuadro de resultados contable, publicado en el balance de publicación de la compañía a la fecha anteriormente mencionada. A partir de lo expuesto, el siguiente paso en el presente análisis consistió en calcular el valor de la firma a través del descuento del flujo de fondos proyectado.

En lo que respecta a la **Evolución de las Tarifas de Distribución**, se analizaron los cuadros tarifarios de la compañía desde el inicio de la concesión hasta la fecha de corte (1997-2010). En particular fue analizada la evolución de las tarifas correspondientes a las pequeñas demandas (T1) considerándose la misma una muestra por demás representativa respecto al total de clientes (99%) durante el periodo de análisis. En 2002 las cláusulas de ajuste e indexación de tarifas, fueron suspendidas a través de la ley 25.561 de Emergencia Pública, lo que condujo al congelamiento y pesificación de las tarifas, observándose un atraso del precio de la energía respecto al nivel general de precios de la economía. Con el fin de demostrar lo anteriormente descrito, dicha evolución tarifaria fue comparada con la evolución del IPIM (Índice de Precios Mayoristas publicado mensualmente por el INDEC) en línea con cada uno de los períodos en los cuales la estructura tarifaria fue modificada.

Resultan importantes las decisiones del **Ente Regulador** en cuanto al establecimiento de tarifas, las que determinan la única fuente de ingresos que posee la



empresa regulada para recuperar sus inversiones y obtener un beneficio adecuado, convirtiéndose las mismas en la señal para incentivarla a invertir eficientemente. Por tal motivo fue de fundamental importancia la consulta de diversos portales de Internet para la recopilación de información, tales como: www.enre.gov.ar (portal oficial del Ente Nacional Regulador de Energía de Argentina); www.oceba.gba.gov.ar (portal oficial del Organismo de Control de Energía de la Provincia de Buenos Aires); www.uade.edu.ar/Ceer (Centro de Estudios Económicos de la Regulación, que depende de la Universidad Argentina de Empresa); www.adeera.org.ar (portal oficial de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), entre otros.



V RESULTADOS Y ANALISIS

5.1. Análisis de la evolución de la tarifa eléctrica: Período 1997 – 2010.

A fines de evaluar los ingresos que requiere la distribuidora para realizar la prestación del servicio, se puede afirmar que los mismos están en función de las tarifas cobradas a cada grupo de usuarios, por lo cual resulta importante definir su magnitud y evolución a lo largo del periodo de análisis. Como se describió en el marco teórico, las empresas distribuidoras tienen sus propios costos, representados en la ecuación tarifaria por el Valor Agregado de Distribución (VAD). Dicha componente tarifaria incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes; de operación y mantenimiento y de comercialización (operaciones de compra de energía y su posterior reventa a los clientes); así como también las depreciaciones y una rentabilidad razonable sobre el capital invertido, definida como la *tasa de costo de capital* (WACC). Es de suma importancia verificar que no exista una desvinculación entre los ingresos (representados por las tarifas) y los costos del distribuidor (en función al nivel general de precios de la economía), ya que eso supondría riesgos para las empresas prestadoras del servicio, en la medida que las mismas no puedan controlar estos últimos.

Por el lado de las tarifas de distribución, se realizó un análisis de su evolución desde el inicio de la concesión (Junio de 1997) hasta la fecha de corte (Diciembre de 2010), en función a los Cuadros Tarifarios autorizados a la distribuidora por autoridad competente. Por su parte, en enero de 2002 las cláusulas de ajuste e indexación de tarifas fueron suspendidas a través de la ley 25.561 de Emergencia Pública, lo que condujo al congelamiento y pesificación de las tarifas, ocasionándose un atraso de los precios de energía respecto al nivel general de precios de la economía.

Con el fin de demostrar lo anteriormente descrito, se analizó la evolución de las tarifas facturadas a pequeñas demandas (T1: clientes residenciales, de interés social, generales y alumbrado público). Dentro de esta categoría de usuarios, se encuentran encuadrados la mayor cantidad de clientes de la compañía, representando los mismos un 99% en promedio sobre el total de clientes a lo largo del periodo bajo estudio (1997 - 2010). La estructura de clientes y su correspondiente evolución se presenta en el Anexo III de esta tesis.



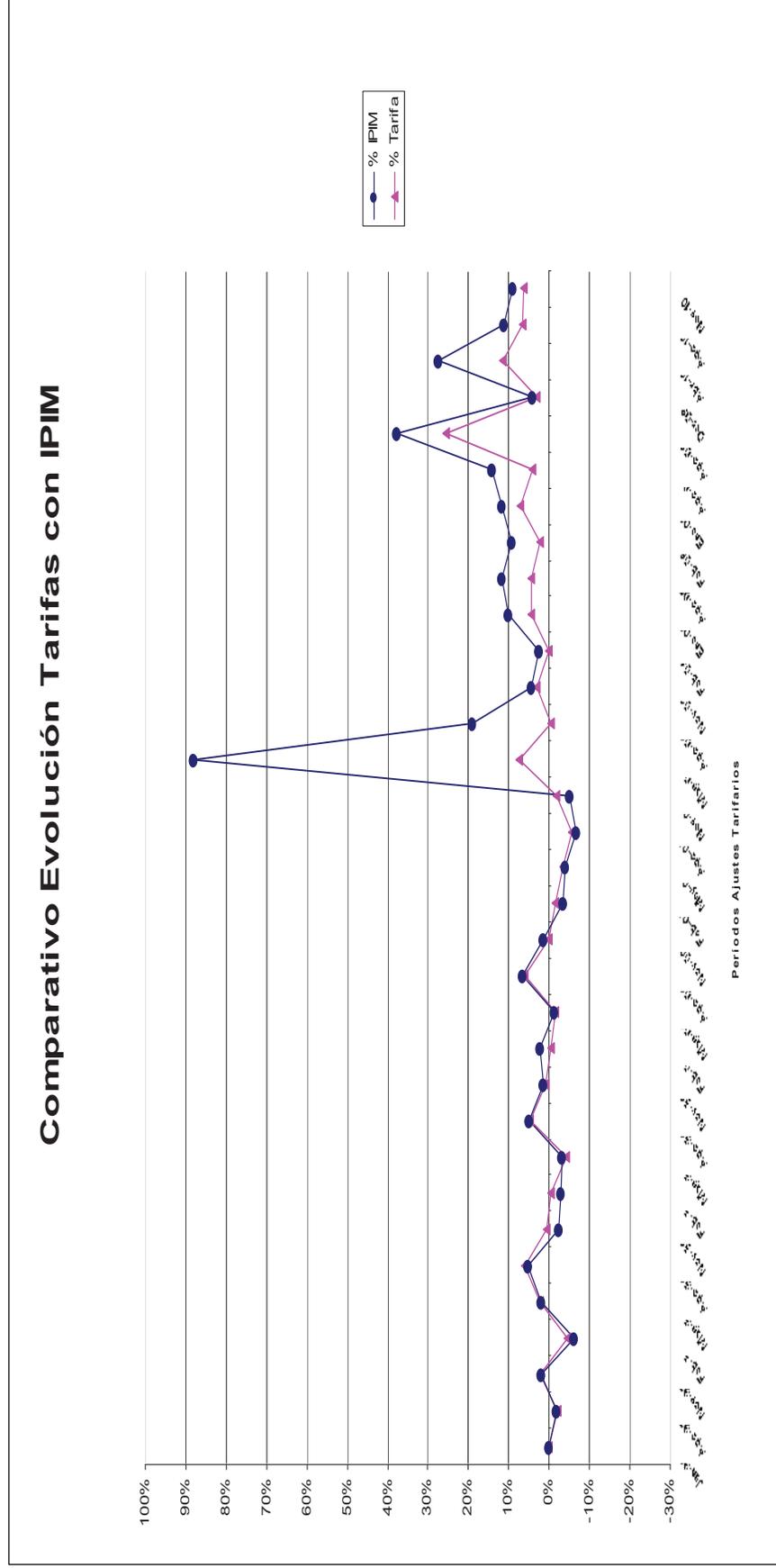
Dicha serie fue comparada con la evolución del IPIM (1997-2010), Índice de Precios Mayoristas, publicado mensualmente por el INDEC. Fue utilizado el Nivel General por ser considerado el más representativo índice de precios del mercado. Se analizó la evolución del IPIM, tomando como referencia cada uno de los periodos en los cuales el cuadro tarifario de la compañía fue modificado. De esta manera se observó la variación del referido índice respecto al nivel del periodo inmediato anterior, comparándose la misma con la variación de las tarifas facturadas a pequeñas demandas (T1) en cada periodo. Las series del índice utilizadas, así como los porcentajes de variación de las tarifas de la compañía se presentan en el Anexo IV de este trabajo.

En el Gráfico 1, se presenta la comparación de tarifas con el índice de precios seleccionado. La evolución de las tarifas facturadas a pequeñas demandas desde el inicio de la concesión hasta diciembre de 2010, toma como referencia los periodos en los cuales se realizaron ajustes tarifarios. Según se desprende de este gráfico, las tarifas evolucionaron al compás del IPIM hasta el periodo Abril de 2002. Luego en mayo del mismo año, se observa un salto abrupto de dicho índice de precios, como consecuencia de la situación económica que atravesó nuestro país luego de la caída de la convertibilidad. El establecimiento del nuevo cuadro tarifario en el periodo mencionado, no se ajustó en igual magnitud respecto al resto de los precios de la economía (representados por el IPIM). Las tarifas se incrementaron un 7% respecto al periodo tarifario inmediato anterior (Noviembre 2001) mientras que el IPIM sufrió un incremento del 81% respecto al mismo periodo.

A través del análisis anterior se observa el atraso de la estructura tarifaria de la compañía respecto al nivel general de precios de la economía, originado a partir de las medidas de emergencia nacional adoptadas por el gobierno en el año 2002. Dicha estructura tarifaria no ha logrado recuperarse hasta la actualidad, siendo esta una de las principales dificultades atravesadas por el sector, evidenciando una desvinculación entre los ingresos de la compañía determinados por los niveles tarifarios y los costos del distribuidor en función al nivel general de precios de la economía.



Gráfico 1. Comparativo evolución estructura tarifaria con IPIM. Periodo 1997 - 2010.



Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora bajo análisis.



En la sección siguiente se describirán las actividades realizadas a fines de la estimación de la tasa de costo de capital para luego realizar la proyección del flujo de fondos a descontar, que permitirá comparar los ingresos y costos de la compañía.

5.2. Estimación de la tasa de costo de capital (*WACC*)

En el marco teórico, se describió la metodología y estableció la fórmula a utilizar, para llevar a cabo la estimación del **Costo Promedio Ponderado de Capital**. Este denominado costo del capital, está asociado a modelos financieros utilizados para la valuación de una unidad de negocio, en este caso la distribución de energía eléctrica. Su estimación se realiza a fines de su posterior utilización para descontar un determinado flujo de fondos futuro que se espera produzca la compañía y de esta manera establecer el valor de ese activo, basado en el rendimiento que podría obtener ese capital en su mejor uso alternativo (ex-ante). El retorno esperado sobre el capital invertido, se obtiene a partir de considerar la ponderación del costo del capital propio y el costo del capital de terceros (deuda). Es importante mencionar, que luego de la crisis financiera de 2002, este concepto recibió algunos cuestionamientos dentro del esquema regulatorio argentino, especialmente por el efecto del riesgo país sobre los valores resultantes del WACC (modelo utilizado para su estimación), concepto que es tenido en cuenta en la estimación de la referida tasa en el contexto de esta investigación.

Para obtener la tasa de costo de capital, tal y como la define la regulación que rige el mercado en cuestión, en el siguiente apartado se explica el procedimiento para la estimación de cada una de las variables de la fórmula, así como sus resultados y las fuentes de información.

Como primer paso, se debe definir el método por medio del cual se estimará el costo de las acciones de la empresa o **Costo del Capital Propio (K_E)**. Se utilizará el **“Modelo de Valuación de los Activos de Capital” (CAPM, Capital Asset Pricing Model** según sus siglas en inglés). Este método presenta la ventaja de poder aplicarse a cualquier empresa del rubro, sin necesidad de que la información financiera de la empresa en particular que se analiza sea proporcionada por la misma, puesto que dicho cálculo se basa en información pública del mercado.



Respecto a la **Tasa Libre de Riesgo** (K_{RF}), en la práctica nacional e internacional existe un generalizado consenso en utilizar como indicador, al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos de América. La fuente de datos utilizada a fines de su estimación es el sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos (<http://www.federalreserve.gov/>), en el cual se presenta toda la información financiera concerniente a variables económicas del gobierno. Para este estudio en particular, se usará únicamente la información relacionada con los rendimientos de los bonos del tesoro a 20 años, por ser una serie completa.

A fines de su estimación se considera el rendimiento promedio anual al 31 de diciembre de 2010 de una curva de bonos del tesoro americano (US Treasury Bonds) con *maturity* (concepto financiero utilizado para determinar el vencimiento final de un título) 20 años, para una *duration* (representa en si mismo el término de vida promedio ponderada) de 10 años. Dicha curva fue construida considerando bonos nominales, es decir que no ajustan su capital por un índice de inflación para estimar la WACC también, en términos nominales. En el Anexo V de este trabajo, se presentan las series de datos utilizadas para realizar la estimación, los cuales fueron ajustados a una curva de regresión polinómica.

La fórmula que resulta de la regresión es:

$$Y = -0,2833 + 0,5435x - 0,0163x^2$$

Donde:

$$\alpha = -0,2833$$

$$\beta_1 = 0,5435$$

$$\beta_2 = -0,0163$$

Considerando un promedio de vida ponderado (*duration*) de 10 años ($x=10$) y reemplazando en la fórmula que resulta de la regresión polinómica, la **Tasa Libre de Riesgo** que se obtiene es:

$$K_{RF} = 3,52 \%$$



Por su parte, los riesgos asociados a una inversión en un país en desarrollo o emergente difieren de los que están asociados a una inversión similar en los Estados Unidos, país que se utiliza como *benchmark* (parámetro de comparación). Por lo cual, en principio hay un riesgo adicional para las empresas que operan en países como el nuestro (mercado emergente) y el mismo debe ser considerado en toda evaluación que se realice.

De los principales métodos para la medición e incorporación del **Riesgo País** (K_{RC}) a la tasa de costo de capital, el más utilizado por los analistas es el spread de bonos soberanos representado por la diferencia entre el rendimiento de los bonos emitidos por un país y el rendimiento de los bonos de similar *duration* emitidos por el Tesoro de los EE.UU., considerados libres de riesgo. La lógica detrás de esta evaluación supone que si en un mercado existen dos papeles de características similares, en términos de vencimiento y liquidez, la diferencia de su cotización es explicada por la percepción del riesgo institucional del emisor.

Una de las medidas de riesgo país más utilizadas es el EMBI+ (Emerging Markets Bonds Index Plus, según sus siglas en inglés), índice publicado por J. P. Morgan Chase, utilizado en este trabajo. Se considera el promedio aritmético de la serie completa del EMBI, que abarca el período comprendido entre el 01 de enero de 1994 al 31 de diciembre de 2010, sin considerar el período de default (período de no cumplimiento con los compromisos de deuda externa de la República Argentina, 26/12/2001 al 10/06/2005), según se expone en el Anexo VI del presente trabajo.

De esta manera la **Tasa de Riesgo País** a ser utilizada en la estimación es:

$$K_{RC} = 7,36\%$$

La **Prima de Riesgo de Mercado** (K_M), corresponde al rendimiento propio de la actividad o sector en el cual se desea realizar la inversión. La misma se corresponde con el exceso de retorno que espera recibir el inversor en compensación por el riesgo de mercado que afronta y en general, es estimado como la diferencia entre la tasa de retorno del portafolio del mercado y la tasa de interés libre de riesgo.



Para este estudio en particular, el sector en el cual se desea realizar la inversión es el sector eléctrico. En este caso, se hace necesario obtener información financiera de mercados desarrollados, que dispongan de este tipo de información para este tipo de empresas. Para el sector eléctrico en particular, la consultora PWC (Price Waterhouse Coopers) desde su área de servicios financieros (Financial Services) ha emitido el reporte denominado “Global Cost of Capital Survey 2010” en el cual, por medio de un gráfico de frecuencia, ilustra los niveles de prima de riesgo de mercado vinculados a los distintos puntos a los que la consultora presta sus servicios (a lo largo de todo el mundo). Según arroja su estimación, la mayor frecuencia en lo que respecta al sector eléctrico, se encuentra en torno a un rango de 5 % y 6%.

Para este análisis se considera una **Prima de Riesgo de Mercado** de:

$$K_M = 5,5\%$$

Respecto al **Coefficiente Beta**, resulta relativamente sencilla su estimación en países con mercados de capitales desarrollados como EE.UU., pero no sucede lo mismo en los países emergentes con mercados de capitales menos desarrollados. La metodología empleada en el presente trabajo, es el “enfoque del beta comparable” o *benchmark* (Rosales Markaida, 2005). Las Betas utilizadas para la referida comparación, se obtuvieron del sitio de la consultora Bloomberg (www.bloomberg.com), la cual publica dicha información financiera. Del mismo sitio fueron consultadas, las betas por sector apalancadas y sin apalancamiento, así como la relación ‘Deuda/Capital Total’ del grupo de empresas consideradas. Las betas consideradas corresponden a empresas que operan en el sector eléctrico de nuestro país, según se expone a continuación:

TRANSENER (Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión);
EDENOR (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte);
ENDESA Costanera SA (Empresa Nacional de Energía que opera en Capital Federal y Gran Buenos Aires);
CAPEX S.A. (Empresa que se dedica a la generación de energía eléctrica, exploración y explotación de petróleo y gas natural);



Las empresas en general, tienen en mayor o menor medida una estructura distinta deuda/capital propio (D/E , por las siglas en inglés *Debt/Equity*). Esta deuda utilizada para la operación de la actividad de la empresa, es conocida como **Apalancamiento Financiero**, pudiendo asimilarse la Deuda en términos contables al Pasivo de la compañía y el Capital Propio al Patrimonio Neto. Por lo anterior, al momento de calcular la beta de una empresa a través de los rendimientos de las acciones, esta beta tiene implícita la estructura deuda/capital de la empresa utilizada a fines de la comparación.

En relación a lo anteriormente expuesto, la **Fórmula a Aplicar para obtener la Beta sin Apalancamiento Financiero** es la que se muestra a continuación:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{[1 + (D/E)]}$$

Donde:

β_u = Beta sin apalancar

β_l = Beta apalancada

E = Valor en el mercado del capital de la empresa (Sigla en inglés “*Equity*”)

D = Valor en el mercado de la deuda de la empresa Sigla en inglés “*Debt*”)

Para este estudio interesa la beta sin apalancar, ya que únicamente interesa el riesgo de la actividad sin considerar el riesgo financiero inherente a cada empresa en particular, puesto que la empresa que se desea analizar tiene su propia estructura de capital. La información disponible de betas para el sector eléctrico en nuestro país se resume en la tabla que se presenta en el Anexo VII de esta investigación.

Del análisis anterior se obtiene una beta apalancada promedio que asciende a 1.29. Por su parte, la estructura de capital promedio de las empresas consideradas ($\frac{D}{D+E}$) es decir pasivo con terceros respecto al capital social, asciende al 46% (D). Por diferencia aritmética, se concluye que el 54% del capital total esta representado por el capital propio del conjunto de empresas bajo análisis (E). Considerando que la



estructura D/E de las empresas comparables es 0.46/0.54 se obtiene una beta sin apalancar que asciende a 0,70.

Partiendo de la beta sin apalancar que surge del promedio de empresas comparables (0,70) y tomando la estructura de capital de la compañía bajo análisis a saber:

$$\frac{E}{D+E} = \text{Patrimonio Neto} / \text{Activo} = 61\%$$

$$\frac{D}{D+E} = \text{Pasivo} / \text{Activo} = 39\%$$

La **Beta Apalancada** para la empresa objeto de este trabajo, resulta de la relación “beta sin apalancar / valor del capital propio sobre capital total” lo que resulta en:

$$\beta_{DISTRIBUIDORA} = 1,15$$

Luego de estimar las variables que intervienen en su cálculo, se está en condiciones de llevar a cabo la estimación del **Costo del Capital Propio** (K_E) utilizando la formula del “Modelo de Valuación de los Activos de Capital” (CAPM, Capital Asset Pricing Model), según su fórmula:

$$K_E = K_{RF} + (K_M - K_{RF})\beta + K_{RC}$$

Donde:

$$K_{RF} \text{ (Tasa libre de riesgo)} = 3,52\%$$

$$K_M - K_{RF} \text{ (Prima por riesgo de mercado)} = 5,50\%$$

$$\beta_{DISTRIBUIDORA} \text{ (Beta apalancada)} = 1,15\%$$

$$K_{RC} \text{ (Prima por riesgo país)} = 7,36 \%$$

Reemplazando en la fórmula, se concluye que el **Costo de Capital Propio** (K_E) de la empresa distribuidora de electricidad objeto de este trabajo asciende a:



$$K_E = 17,22$$

A continuación, se define el método por medio del cual se estimará el costo del capital de terceros o **Costo de la deuda** (K_D).

A fines de la estimación de la **Prima de la Industria** (PI), se analizaron series de datos correspondientes a diversas empresas del sector eléctrico de EE.UU. y de Argentina, según se presenta en el Anexo VIII del presente trabajo. Las mismas fueron catalogadas bajo la escala de calificaciones propuesta por Standard & Poor's, en función al grado de cumplimiento de sus compromisos de deuda.

Para la obtención de la Prima de Industria, se estimó la curva de rendimientos de su deuda de acuerdo a la duración de cada instrumento. Luego se extrapola el rendimiento que tendría un instrumento determinado con una duración asociada de 10 años, en base a la curva armada. Tomando como referencia las calificaciones de cada empresa analizada, las funciones asociadas a la curva de rendimientos de su deuda y sus correspondientes primas se exponen en la tabla 1:

Tabla 1: Estimación Prima de la Industria. Curva de rendimientos de deuda.

Calificación de la deuda	$F(x)$ de la curva de rendimientos de la deuda	Prima de endeudamiento ($x = 10$ años)
A Muy Alta Calidad crediticia	$Y = 33,464 \ln(x) + 61,457$ $R^2 = 0,8587$	1,39%
A- Alta Calidad Crediticia	$Y = 17,645 \ln(x) + 101,2$ $R^2 = 0,6111$	1,42%
BBB+ Buena Calidad Crediticia	$Y = 20,65 \ln(x) + 122,61$ $R^2 = 0,7355$	1.70%

Fuente: Elaboración propia con datos de Standard & Poor's.

A fines de este estudio, y por una cuestión de previsibilidad se escogió la prima de mercado asociada a aquella empresa con más baja calidad crediticia, la cual asciende a:

$$PI = 1,70\%$$



Luego de estimar las variables que intervienen en su cálculo, se está en condiciones de llevar a cabo la estimación del **Costo de la Deuda (K_D)**, según su fórmula:

$$K_D = K_{RF} + K_{RC} + PI$$

Donde:

$$K_{RF} \text{ (Tasa libre de riesgo)} = 3,52\%$$

$$K_{RC} \text{ (Prima de riesgo país)} = 7,36\%$$

$$PI \text{ (Prima de Industria)} = 1,70\%$$

Se concluye que el **Costo de la Deuda (K_D)** de la empresa distribuidora de electricidad bajo análisis asciende a:

$$K_D = 12,58\%$$

Con la información obtenida anteriormente, se está en condiciones de estimar la **Tasa de Costo de Capital** según se expone en las tablas que se presentan a continuación:

a) **Tabla 2:** Estimación del Costo del capital propio (K_E): Modelo adaptado CAPM.

Descripción	Variable / Fórmula	Valor
Tasa Libre de Riesgo	K_{RF}	3,52%
Coefficiente de Riesgo Sistemático - Beta Apalancada	β	1,15
Prima por Riesgo de Mercado	K_M	5,50%
Prima de Riesgo País	K_{RC}	7,36%
Tasa de Costo del Capital Propio	$K_E = K_{RF} + K_{RC} + \beta * K_M$	17,22%

Fuente: Elaboración propia con datos del análisis.



b) **Tabla 3:** Estimación del Costo de la Deuda (K_D).

Descripción	Variable / Fórmula	Valor
Tasa Libre de Riesgo	K_{RF}	3,52%
Prima de Riesgo País	K_{RC}	7,36%
Prima de la Industria	PI	1,70%
Tasa de Costo de la Deuda	$K_D = K_{RF} + K_{RC} + PI$	12,58%

Fuente: Elaboración propia con datos del análisis.

c) **Tabla 4:** Estimación de la tasa de Costo del Capital $WACC$ (at: después de impuestos)

Descripción	Variable / Fórmula	Valor
Tasa de Costo del Capital Propio	K_E	17,22%
Capital Propio / Capital Total	$\frac{E}{(D + E)}$	61%
Tasa de Costo de la Deuda	K_D	12,58%
Deuda / Capital Total	$\frac{D}{(D + E)}$	39%
Tasa de Impuesto a las ganancias	t	35%
Tasa de Costo Promedio del Capital	$WACC = K_E * \frac{E}{(D + E)} + K_D * \frac{D}{(D + E)} * (1 - t)$	13,70%

Fuente: Elaboración propia con datos del análisis.

5.3. Establecimiento de la Base de Capital Regulada a remunerar

Tal y como lo establece el Contrato de Concesión que rige la actividad de la distribuidora objeto de este trabajo en su artículo 3º, el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, MIVSP (el concedente) otorgó la concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica a la distribuidora (la concesionaria), por un plazo de 95 años contados a partir del 2 de junio de 1997 momento en el cual entró en vigencia dicho contrato.



Dicha concesión fue otorgada con exclusividad zonal (artículo 4º). El MIVSP (Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos) posee la potestad de dejar sin efecto dicha exclusividad o modificarla, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en una actividad donde puedan competir otras formas de prestación del servicio. La extinción total o parcial del derecho de exclusividad zonal, implicaría la consecuente modificación de las cláusulas contractuales a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Al vencimiento del plazo estipulado en el artículo 3º del contrato (según lo establece el artículo 13º), todos los bienes de propiedad de la Compañía que estuvieran afectados de modo directo o indirecto a la prestación del servicio público, serán transferidos a la nueva sociedad concesionaria. Posteriormente el MIVSP, llamará a licitación pública para la venta de las acciones de la sociedad concesionaria, según lo indica en su texto el Artículo 14º del Contrato de Concesión. La sociedad anónima que resulte titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del activo fijo empleado por la Compañía para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área.

Por otra parte, se establece que la distribuidora habiendo finalizado su contrato, recibirá el importe que se determine, por medio de autoridad competente y/o Banco de Inversión. Este, estará definido a través de la confección de un flujo indirecto de fondos descontados (o el que fuere necesario) para determinar el valor del negocio evaluado a una tasa razonable de descuento, según lo establece el marco regulatorio de referencia (tasa de costo del capital, WACC). A fin de cubrir su base de capital (base de activos), la Compañía perseguirá a lo largo del plazo de concesión, que el Valor Actual del mencionado flujo sea igual o mayor a la misma. De esta manera será posible determinar si la estructura financiera y tarifaria de la Compañía es consistente a fines de cubrir la base de activos que se pretende remunerar.

Las obligaciones contractuales que se desprenden del referido Contrato de Concesión, en lo que atañe al nivel de inversiones, pueden resumirse según se expone a continuación:



- ✓ *Niveles y momentos de las inversiones.* Los **niveles de inversión** son considerados un instrumento para cumplir las metas de cobertura. El **momento de las inversiones** es importante en relación a los flujos de fondos y, en consecuencia, para los niveles tarifarios necesarios para garantizar la viabilidad financiera de la empresa y la capacidad de pago de los usuarios. El principio básico que hay que recordar es que cuanto mas rápido se realice la inversión, mas altos deberían ser los niveles tarifarios.

- ✓ *Duración del contrato y normas de finalización.* Atento a los prolongados periodos de construcción y a la larga vida y la naturaleza de los activos fijos de la distribuidora, la **duración del contrato y las normas atinentes a su finalización** resultan de gran importancia. Será importante que los operadores cuenten con el tiempo suficiente para recuperar sus inversiones y que se establezcan en forma clara las reglas de amortización y aquellas aplicables a los activos no amortizados a la finalización del periodo contractual. Toda regla que no resulte clara o que sea desfavorable puede suprimir un incentivo para invertir demasiado cerca de la finalización del plazo contractual. Las buenas reglas se incorporan a los costos y los flujos de fondos son monitoreados para el cómputo de las tarifas.

Para evaluar las bondades de un determinado **Esquema de Valoración de Activos**, es necesario tener en cuenta tanto el valor de la base de los activos (base de capital) como la forma en que se determina la tasa de retorno permitida dentro del esquema de regulación vigente (tasa de costo del capital). No existe a priori un método óptimo de valoración de activos. Los desarrollos metodológicos pueden dar lugar a resultados dispares, dependiendo del valor inicial del cual se parte, de que índices se utilizan, de qué fuente se obtiene la información, etc.

La adopción de un esquema de valoración de base de activos debe evaluarse en el contexto del esquema general de regulación. Resulta de vital importancia que el conjunto del esquema de valoración sea consistente, en el sentido que asegure un adecuado balance entre los intereses de los consumidores y proveedores del servicio en el transcurso del tiempo de acuerdo a las previsiones del artículo 42 de la Ley 11.769 (según t.o. Dto. 1868/2004), así:



- *Desde el punto de vista del proveedor del servicio (la distribuidora), el conjunto del esquema debe funcionar de forma tal que le asegure un adecuado financiamiento de las inversiones necesarias y una rentabilidad adecuada sobre el capital invertido, sobre el período de vida útil de los activos.*
- *Desde el punto de vista del consumidor, el esquema regulatorio en su conjunto debe asegurar que en ningún momento, el proveedor del servicio pueda obtener rentas monopólicas, que erosionen su capacidad de pago del suministro.*

Según lo expuesto en el marco teórico, se propone aplicar el **Enfoque de la Base de Capital Regulada como Activo Financiero**. Dicha valuación, propone determinar el valor del activo regulado según el costo registrado (contablemente) al inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto correspondiente a depreciaciones. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión según la evolución del índice de precios. Siguiendo este método, el **Valor de la Base de Capital** equivale a la valuación contable de los bienes de uso tal como se presenta en el Cuadro 3, según se desprende de la información contable de la compañía bajo estudio al 31 de diciembre de 2010. Dicha valuación asciende a la suma de \$ 915.057.936.

Las altas de bienes de uso se valúan a su costo de adquisición netas de las correspondientes depreciaciones acumuladas. Las depreciaciones son calculadas por el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los bienes, aplicando tasas anuales suficientes para extinguir sus valores al final de su vida útil, según lo establece en sus notas de texto el balance de la compañía al 31 de diciembre de 2010. A través de este enfoque, mediante el cual se trata la Base de Capital como un activo financiero, se procura generar los recursos necesarios para mantener una adecuada renovación de los activos de tal naturaleza durante el periodo de vigencia de las tarifas.



Cuadro 3: Valuación según Enfoque de la Base de Capital Regulada como Activo Financiero.

Cuenta Principal	VALORES DE ORIGEN						DEPRECIACIONES			Neto resultante al 31.12.2010
	Valor al inicio del ejercicio	Altas	Transferencias	Bajas	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Monto	Bajas	Acumuladas al cierre del ejercicio	
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	
Líneas	659.965.303	-	32.103.708	-	692.069.011	167.136.021	14.881.281	-	182.017.302	510.051.709
Conexiones	217.210.101	-	10.717.308	-	227.927.409	55.863.090	5.064.655	-	60.927.745	166.999.664
Transformadores	25.304.062	-	4.652.370	-	29.956.432	6.485.974	712.621	-	7.198.595	22.757.837
Aparataje de maniobra	75.333.813	-	2.314.074	-	77.647.887	24.968.766	2.125.775	-	27.094.541	50.553.346
Subestaciones	52.974.574	-	9.738.616	-	62.713.190	12.348.857	1.374.680	-	13.723.537	48.989.653
Equipos Operativos	11.260.989	-	241.665	-	11.502.654	9.057.261	189.115	-	9.246.376	2.256.278
Sistema de Control	7.960.317	-	252.763	-	8.213.080	6.223.415	355.799	-	6.579.214	1.633.866
Capacitores	2.279.238	-	38.258	-	2.317.496	374.072	38.213	-	412.285	1.905.211
Protecciones	3.415.896	-	396.357	-	3.812.253	583.932	102.718	-	686.650	3.125.603
Servicios Auxiliares	566.973	-	56.454	-	623.427	98.370	16.667	-	115.037	508.390
Materiales y Repuestos	14.095.690	11.802.136	(9.001.129)	(4.035.653)	12.861.044	-	-	-	-	12.861.044
Meditores en Uso	59.421.922	-	5.931.093	-	65.353.015	37.519.238	3.525.460	-	41.044.698	24.308.317
Herramientas	3.672.772	257.953	7.778	-	3.938.503	2.892.196	426.583	-	3.318.779	619.724
Aparatos e Instrumentos	1.972.564	26.631	-	-	1.999.195	1.641.752	120.794	-	1.762.546	236.649
Equipos de Computación	6.374.865	267.003	9.015	-	6.650.883	5.871.863	340.546	-	6.212.409	438.474
Equipos de Comunicación	1.237.420	2.428	104.092	-	1.343.940	1.155.051	72.552	-	1.227.603	116.337
Instalaciones	1.375.723	74.909	167.861	-	1.618.493	1.269.480	112.706	-	1.382.186	236.307
Muebles y Utiles	1.027.769	100.626	1.587	-	1.129.982	912.898	59.098	-	971.996	157.986
Rodados	15.667.168	354.112	570.746	(308.145)	16.283.881	12.249.021	1.428.102	(289.865)	13.387.258	2.896.623
Obras en Curso	38.263.910	19.196.664	(57.460.443)	(131)	6.697.459	-	-	-	-	-
Terrenos	6.682.459	15.000	-	-	58.718.037	1.365.608	188.009	-	1.553.617	57.164.420
Edificios	57.639.475	-	1.078.562	-	3.108.787	2.642.465	85.040	-	2.727.505	381.282
Mejoras en Inmuebles de Terceros	2.809.523	-	299.264	-	161.757	-	-	-	-	-
Anticipos a Proveedores	1.276.981	1.108.611	(2.223.835)	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL al 31.12.2010	1.267.789.507	33.206.073	(3.836)	(4.343.929)	1.296.647.815	350.669.330	31.220.414	(289.865)	381.589.879	915.057.936

Fuente: Elaboración propia con datos contables de la compañía bajo análisis.



Durante el proceso de determinación de la base de capital, debe tenerse especial cuidado en evitar las revaluaciones o devaluaciones abruptas, ya que constituyen un riesgo considerable tanto para los consumidores como para la empresa regulada. Una revaluación inapropiada implica para los usuarios, un incremento de tarifas y una consecuente transferencia de ingresos a la empresa proveedora del servicio. Por el contrario, una devaluación inapropiada resultaría confiscatoria y atentaría contra la sustentabilidad actual y futura del servicio. Por estos motivos, se debe ser extremadamente cuidadoso en la determinación del valor de la base de activos.

La **Valorización de la Base de Capital**, junto con la **Tasa de Costo del Capital** reconocida, permite entonces estimar el quantum del beneficio que se le exigirá a la tarifa para que remunere adecuadamente el capital comprometido en la prestación del servicio. Asimismo, constituye el valor de origen en el “momento cero” del flujo de caja derivado de la validación de resultados, con el que se pretende demostrar que el nivel de tarifas propuesto cumple con los principios tarifarios de la ley 11.769, de asegurar ingresos suficientes para cubrir costos operativos, las amortizaciones del capital y la obtención de una tasa razonable, que permitan una sostenibilidad del servicio hasta el fin del plazo de la concesión.

5.4. Proyección de Resultados y Valor Actual del Flujo de Fondos

El **Requerimiento de Ingresos** necesario para que la distribuidora pueda prestar el servicio de manera sustentable y sostenible en el tiempo, reconoce dos componentes básicos “la tarifa en barra” y “el valor agregado de distribución”, que resultan los mismos que conforman la denominada tarifa de distribución. A fin de evaluar los ingresos que requiere la distribuidora para realizar la prestación del servicio, se puede afirmar que los mismos provienen de las tarifas y no sólo es importante definir su magnitud, sino también a quienes se le trasladarán los mismos. Es de suma importancia verificar que no exista una desvinculación entre los ingresos y los costos del distribuidor, ya que eso supone riesgos para las empresas prestadoras del servicio, en la medida que las mismas no puedan controlar estos últimos.



Por lo anterior, el **Pronóstico del Flujo de Fondos** es de vital importancia y muestra los aspectos críticos de los ingresos y egresos de dinero durante un período preestablecido. Da la oportunidad de mostrar los saldos de dinero mostrando los ingresos y los gastos y provee los medios para mantener la toma de decisiones del negocio en camino.

Con el objetivo de analizar la viabilidad financiera del negocio, es decir la adecuada provisión de fondos para financiar el normal desempeño de la compañía, se utiliza como punto de partida el estado de resultados de la distribuidora objeto del análisis al 31 de diciembre de 2010. Si bien no existen reglas específicas para proyectar las distintas categorías de los estados financieros, a continuación se describe una serie de puntos que fueron utilizados como guía en el presente trabajo. Asimismo, se enuncian las premisas sobre las cuales se fundamenta la proyección del flujo de este análisis en particular. Cabe aclarar, que si bien el establecimiento de premisas trata de ser prudente, las mismas pueden variar haciendo variar en consecuencia el resultado que se obtiene del análisis.

En primera instancia, el **Comportamiento Histórico** de las distintas categorías de los estados financieros, da una perspectiva de lo ocurrido dentro del período estudiado. Por ello, antes de proyectar el desempeño de la distribuidora, fue considerado conveniente realizar un análisis retrospectivo de las siguientes variables:

- La *evolución de las ventas* desde el inicio de la concesión hasta la actualidad;
- La *proporción representada por los distintos rubros del estado económico en relación a las ventas* y como se prevé que seguirá dicha proporción en el futuro;
- La *antigüedad de los rubros de generación espontánea*, tales como cuentas a cobrar, cuentas a pagar e inventarios;
- La *política de renovación de los bienes de uso*;
- Los *rubros que no tienen relación con el resultado de operación de la compañía*;
- La *ponderación de cualquier hecho futuro* que afecte el funcionamiento de la empresa hacia adelante.



Por su parte, las **Premisas Utilizadas en la Proyección del Flujo de Fondos de la Distribuidora**, son las que se exponen a continuación:

- a) *Tipo de Cambio*. El flujo de fondos se expresa en moneda de la fecha de los estados contables (31 de diciembre de 2010), por lo cual se requiere que la tasa de descuento a utilizar (WACC) excluya los efectos de los cambios futuros en el poder adquisitivo de la misma. Por lo anterior, este análisis no considera en los flujos ni en la tasa la componente inflacionaria. Utiliza una WACC nominal.
- b) *Período cubierto*. El flujo de fondos cubre un período de 7 años (período de proyección explícito 'T', según lo expuesto en el marco teórico). A efectos de la comparabilidad los 7 años considerados coinciden con el plazo de cancelación de la deuda financiera que presenta la distribuidora al 31 de diciembre de 2010, según se expone en notas contables del balance de la compañía.
- c) *Periodo no cubierto*. El periodo no cubierto resulta de calcular la perpetuidad del flujo de fondos en el período $T+1$ (el año siguiente al período T). Luego del período "T", se considera que la empresa alcanza un *estado estacionario*, en el cual por motivos de prudencia se establece una tasa de crecimiento del 3% anual mas allá de la cual no existe crecimiento alguno.
- d) *Premisas*. La proyección del flujo se basa en premisas que representan una estimación conservadora y prudente, acerca de las condiciones económicas que existirán durante la vida útil de los activos. Las mismas no difieren significativamente de la evolución de los datos históricos de la distribuidora (Anexo IX). Se exponen a continuación los principales supuestos asumidos para la elaboración del flujo de fondos proyectado.

d.1.) Estado de Resultados

Margen Operativo Bruto de la Actividad

Venta de energía

Se estima que la venta de energía a los clientes aumentará proporcionalmente con el crecimiento real estimado de la economía. En lo que respecta al ámbito



nacional, estimaciones privadas proyectan un crecimiento del PBI del orden del 6% durante el 2011, el cual por previsibilidad se irá disminuyendo en 1 punto porcentual hasta llegar a un crecimiento anual del 1% en 2016. De esta manera la cantidad de energía facturada (en mwh) se estima aplicando este incremento porcentual sobre el volumen de facturación del año inmediato anterior, partiendo del año 2010 según datos publicados por ADEERA a través de su informe anual (Anexo X). Por otra parte el volumen de ventas estará afectado por la evolución de la tarifa en barra (3% en 2011 y 2012; 1% hasta 2016) y por una mejora real del 9% en el VAD (incremento de la tarifa media) en 2011, 5% en 2012 y 2% de 2013 hasta 2016. Cabe aclarar que el ajuste del VAD está en línea como mínimo, con los ajustes en la nomina salarial, considerando que dicha variable es parte de lo que se denomina “Valor Agregado de Distribución”.

Costo de abastecimiento

El costo de abastecimiento evolucionará a partir de 2011, asumiendo en primer lugar el crecimiento real de la economía, comenzando con un incremento del 6% anual el cual irá disminuyendo hasta llegar a un 1% en 2016, al igual que la venta. Por otra parte la cantidad de energía comprada (en mwh) se estima incorporando al volumen facturado un 13% correspondiente a pérdidas técnicas del sistema eléctrico, porcentaje que se mantiene constante a lo largo del periodo *T*. Dicho costo se ajusta asimismo por la evolución de la tarifa en barra (3% en 2011 y 2012; 1% hasta 2016) en función a los incrementos históricos que afectaron a este término de la tarifa de distribución.

Costo Laboral y Política de personal

El gasto en personal afectado al negocio de distribución no considera incorporación de personal, atendiendo a la evolución histórica de la dotación de la compañía. Se asume que el total de personal permanece sin variaciones puesto que los incrementos en la nómina resultan compensados por los retiros por jubilación. Durante 2011 se estima un incremento nominal del 9% en los salarios, 5% para 2012 y 2% de 2013 a 2016.



Gastos Generales

Se considera que los gastos generales crecen proporcionalmente con el nivel de ventas, como consecuencia de su aumento.

Resultado Operativo

Resultados Financieros

Antes de realizar la proyección de los resultados financieros es preciso determinar cuales se tendrán en cuenta en la misma. Tal y como se detalla en la nota 4 del balance de la compañía, los resultados financieros generados por activos y por pasivos ascienden a \$ 13.687.759 al 31 de diciembre de 2010. Los mismos se integran por los conceptos expuestos en el cuadro 4.

A fines de la proyección de resultados, no serán considerados los resultados extraordinarios (intereses con sociedades relacionadas, resultados por venta de obligaciones negociables) ni aquellos generados por diferencias de cambio, por considerarse el mismo constante en 4,10. Por lo anterior, los conceptos identificados con asterisco (***) no fueron tenidos en cuenta en la proyección de resultados.

Respecto a su evolución se considera que los resultados financieros crecen proporcionalmente con el nivel de ventas, como consecuencia de su aumento.

Otros Ingresos no Operativos

Se considera que los otros ingresos no operativos crecen proporcionalmente con el nivel de ventas, como consecuencia de su aumento.

Amortización de Bienes de Uso y Política de Inversiones

La compañía considera en sus flujos los mantenimientos de todos sus bienes. Para el año 2010 fueron consideradas las altas de bienes de uso, según información contable de la compañía al 31 de diciembre de 2010. Para la proyección, se asume constante un incremento anual del 2% anual dentro de esta línea. Respecto a las amortizaciones, se considera que las mismas representan un 2.5% anual sobre el total de los bienes de uso en línea recta tal y como lo establecen las notas a los estados contables.



Cuadro 4: Resultados financieros generados por activos y generados por pasivos.

Resultados Financieros	31 de diciembre de 2010
Generados por Activos	
Recargo por pago fuera de termino	4.212.767
Intereses Comerciales	335.298
Intereses con Sociedades Relacionadas (*)	1.260.628
Otros Intereses	309.566
Diferencia de Cambio (*)	1.590.638
Renta de Títulos	41.296
Resultado por Venta Obligaciones Negociables (*)	(7.926.927)
Otros	726.224
Subtotal	549.490
Generados por Pasivos	
Intereses por prestamos bancarios y otros	(9.647.147)
Diferencia de Cambio (*)	(1.759.250)
Comisiones y gastos bancarios	(331.965)
Impuesto y retenciones sobre el costo financiero	(672.827)
Resultado VAN sobre prestamos	(1.826.910)
Otros	850
Subtotal	(14.237.249)
Total Resultados Financieros	(13.687.759)

Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora bajo análisis.

Reserva Deudores Incobrables

Se considera que la reserva de deudores incobrables crece proporcionalmente con el nivel de ventas, como consecuencia de su aumento.

d.2.) Estado de Situación Patrimonial.

Política de Cobranzas y Deudas de Corto Plazo. Variación del Capital de Trabajo.

Créditos por Ventas. Se asume que el plazo promedio de cobranza de la energía distribuida es de 48 días. La evolución anual del rubro surge de aplicar dicho índice sobre el total de ventas.



Deudas de Corto Plazo. Se asume que el plazo promedio de pago a proveedores es de 32 días. La evolución anual del rubro surge de aplicar dicho índice sobre el costo de abastecimiento.

A continuación se realiza la **Proyección del Flujo de Fondos Total por el Método Indirecto**. Respecto a la tasa de descuento a utilizar, la misma asciende al orden del 13,70% (WACC) según se presenta en secciones anteriores.

Como paso previo a la elaboración del flujo de fondos de la distribuidora, fue preciso elaborar la **Proyección de Resultados** de la misma. El punto de partida es el cuadro de resultados de la compañía al 31 de diciembre de 2010. La distribuidora presentó una ganancia después de impuestos que asciende a \$ 37.465 (en miles de pesos). En el Anexo XI de este trabajo se presentan a modo de resumen, las fuentes de datos sobre las cuales fue estructurado dicho cuadro a partir del cual se proyectará el flujo de la distribuidora. El mismo se compone tal y como se expone en el Cuadro 5.

Cuadro 5: Cuadro de resultados de la compañía al 31 de diciembre de 2010

Estado de Resultados (En miles de pesos)	31 de diciembre de 2010
Venta Energía	447.099
Total ventas	447.099
Costo de Abastecimiento	(166.448)
Margen Bruto	280.652
Costo Laboral	(119.915)
Gastos Generales	(58.139)
Margen Operativo Bruto	102.598
Resultados Financieros	(13.688)
Resultado Operativo	88.910
Amortización Bienes de Uso	(31.220)
Reserva Deudores Incobrables	(1.600)
Otros Ingresos No Operativos	1.574
Resultado antes de Impuestos	57.664
Impuesto a las Ganancias	(20.198)
Resultado Total (Ganancia)	37.465

Fuente: Elaboración propia en base a datos contables de la compañía.



A partir de la consideración anterior, se está en condiciones de realizar la proyección de resultados de la distribuidora, así como la proyección del capital de trabajo según se presenta en el Cuadro 6. Posteriormente, según lo descrito en el marco teórico del presente trabajo, en el Cuadro 7 se realiza la proyección del flujo de fondos de la distribuidora, según el método indirecto y por último el cálculo de su Valor Actual.

La proyección de resultados de la compañía así como la de su capital de trabajo (Cuadro 6) fue realizada utilizando las premisas expuestas en secciones anteriores considerándose prudentes y conservadoras, y no perdiendo de vista el concepto de sostenibilidad del servicio necesario para que la compañía se desenvuelva en el sector abasteciendo la demanda del mercado en el presente y a futuro. Por su parte, la proyección del flujo de fondos (Cuadro 7) varía en función del rendimiento de los activos, de los requerimientos de inversión en activos fijos y capital de trabajo, de los cambios netos en el endeudamiento, etc.

A fin de realizar el cálculo del valor actual de los flujos futuros de fondos netos se utiliza como tasa de descuento la tasa de costo de capital estimada, considerándose la misma aquella retribución que la compañía recibirá como compensación, a fin de recuperar el capital invertido. Con lo anterior, aplicando la **Fórmula de Valor Actual sobre los Flujos de Fondos Futuros (VAN)**, se concluye que el mismo asciende a \$809.168 en miles de pesos (Cuadro 7). A través de este enfoque, se observa que los recursos generados a través de la proyección del flujo no cubren la base de activos que se pretende remunerar (\$915.057 en miles de pesos, Cuadro 3), no siendo suficientes para mantener la base de activos durante el periodo de vigencia de las tarifas. Es decir que mediante el establecimiento del nivel tarifario que determina la única fuente de ingresos que posee la empresa regulada, se observa que el mismo no alcanza para asegurar a la misma la recuperación de sus inversiones, no incentivándola a invertir eficientemente.



Cuadro 6: Proyección de resultados de la compañía.

Proyección Cuadro de Resultados

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Venta Energía	447.099	530.796	601.923	644.780	684.047	718.660	747.622
Total ventas	447.099	530.796	601.923	644.780	684.047	718.660	747.622
Costo de Abast.	(166.448)	(181.727)	(196.538)	(206.444)	(214.763)	(221.249)	(225.696)
Margen Bruto	280.652	349.069	405.385	438.336	469.283	497.410	521.925
Costo Laboral	(119.915)	(130.707)	(137.242)	(139.987)	(142.787)	(145.643)	(148.556)
Gastos Generales	(58.139)	(69.023)	(78.272)	(83.845)	(88.951)	(93.452)	(97.218)
Mg Operativo Bruto	102.598	149.339	189.870	214.504	237.545	258.315	276.151
Resultados Financieros	(13.688)	(8.136)	(9.226)	(9.883)	(10.485)	(11.015)	(11.459)
Resultado Operativo	88.910	141.203	180.644	204.621	227.061	247.300	264.692
Amortización Bs de Uso	(31.220)	(32.058)	(32.917)	(33.796)	(34.698)	(35.621)	(36.567)
Reserva Ds. Incobrables	(1.600)	(1.900)	(2.154)	(2.307)	(2.448)	(2.572)	(2.675)
Otros Ingresos No Operativos	1.574	1.869	2.119	2.270	2.409	2.530	2.632
Res. antes de Imp.	57.664	109.114	147.693	170.787	192.323	211.638	228.082
Impuesto a las Gcias.	(20.198)	(38.190)	(51.692)	(59.776)	(67.313)	(74.073)	(79.829)
Resultado Ordinario	37.465	70.924	96.000	111.012	125.010	137.565	148.253
Resultado Total (Ganancia)	37.465	70.924	96.000	111.012	125.010	137.565	148.253

*Valores expresados en miles

Proyección Situación Patrimonial (Capital de Trabajo)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Créditos por Ventas	58.797	69.803	79.157	84.793	89.957	94.509	98.317
Deudas Comerciales	14.593	15.932	17.231	18.099	18.829	19.397	19.787

*Valores expresados en miles

Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora según análisis propuesto.



Cuadro 7: Proyección del Flujo de Fondos de la Compañía.

Proyección Flujo de Fondos

<u>Flujo Indirecto Distribuidora</u>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Margen Operativo Bruto	102.598	149.339	189.870	214.504	237.545	258.315	276.151
Resultados Financieros	(13.688)	(8.136)	(9.226)	(9.883)	(10.485)	(11.015)	(11.459)
Otros Ingresos No Operativos	1.574	1.869	2.119	2.270	2.409	2.530	2.632
Egresos							
Variación Capital de Trabajo (Creditos x Ventas - Deudas comerciales;	(44.204)	(9.667)	(8.055)	(4.768)	(4.434)	(3.983)	(3.419)
Inversiones Operativas	(33.206)	(34.024)	(34.862)	(35.720)	(36.600)	(37.501)	(38.425)
Impuesto a las Ganancias	(20.198)	(38.190)	(51.692)	(59.776)	(67.313)	(74.073)	(79.829)
Total Egresos	(97.608)	(81.881)	(94.609)	(100.263)	(108.348)	(115.558)	(121.672)
Flujo Neto de Fondos	(7.124)	61.191	88.154	106.628	121.122	134.273	145.653
Flujo a descontar	(7.124)	61.191	88.154	106.628	121.122	134.273	145.653
Tasa VAN	13,70%						
							62.903

809.168

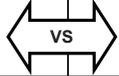
*Valores expresados en miles

Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora según análisis propuesto.



A continuación se presenta el Cuadro 8, donde se resumen los conceptos tenidos en cuenta para la comparación.

Cuadro 8: Valuación de la Base de Capital Regulada a remunerar al 31 de diciembre de 2010 y VAN del Flujo de Fondos Proyectado.

Base de Capital Regulada a Remunerar	VAN del Flujo de Fondos Proyectado
Valor al 31/12/2010 según datos contables de la compañía (Cuadro 3)	Valor al 31/12/2010 según análisis propuesto (Cuadro 7)
\$ 915.057 (en miles de pesos)	\$ 809.168 (en miles de pesos)
	
<i>Los recursos generados a través de la proyección del flujo no cubren la base de activos que se pretende remunerar.</i>	

Fuente: Elaboración propia con datos del análisis.

Tal y como se desprende del presente análisis, la importancia del sector de distribución eléctrica está fundamentada por constituir el mismo la base de sustentación del sistema eléctrico, puesto que sus prestadores (en este caso la compañía bajo estudio) son los únicos responsables por la provisión del servicio a los usuarios finales. De allí el interés, de que la misma se encuentre en condiciones de financiar adecuadamente su base de capital a partir de los flujos generados, obteniendo una rentabilidad justa sobre el mismo, lo cual permitirá la sostenibilidad de la actividad a lo largo del tiempo. A partir de los resultados obtenidos, la sostenibilidad del servicio se vería amenazada dadas las condiciones vigentes durante el periodo tarifario actual.



VI CONSIDERACIONES FINALES

La crisis que atravesó nuestro país en el año 2002, puede ser interpretada como una consecuencia directa de las reglas de juego puestas en vigencia por el gobierno nacional durante los años noventa. Una regulación estatal débil y los precios dolarizados en el contexto de una moneda sobrevaluada garantizada por la Ley de Convertibilidad, se constituyeron en las claves que explican la actual situación del sector eléctrico y las dificultades del Estado para revertirlas. Las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional como la pesificación de las tarifas del sector y el consecuente congelamiento de los márgenes de distribución, la limitación a trasladar a los clientes los aumentos de ciertos cargos regulatorios, determinaron que la estructura tarifaria quedara atrasada en relación con los costos reales de distribución a fin de brindarle un retorno adecuado sobre su base de activos.

A partir de la recuperación económica, la demanda de energía experimentó un crecimiento significativo. Este aumento de demanda reflejó un renovado crecimiento económico en Argentina y un costo significativamente bajo de la energía para los consumidores, en términos reales, debido a la eliminación de las disposiciones de ajuste por inflación incluidas en las concesiones de distribución. En la actualidad las empresas distribuidoras están manteniendo conversaciones con los entes reguladores respecto de la adopción de las medidas adicionales necesarias para adaptar el actual esquema tarifario.

En este trabajo, la sostenibilidad del sistema eléctrico de nuestro país se constituye en un aspecto central. El análisis económico y financiero presentado, está basado en información de una empresa distribuidora de energía eléctrica de Argentina que opera en la Provincia de Buenos Aires. De los análisis efectuados resulta que la rentabilidad sobre el capital invertido por la distribuidora, estimada a través de la metodología de la **Tasa de Costo de Capital (WACC)**, asciende al 13,70% nominal anual. Dicha estimación fue necesaria a los fines de ser utilizada para descontar el flujo de fondos proyectado de la compañía, constituyendo la misma el rendimiento esperado que prevalece en los mercados financieros para inversiones en el sector distribución que presenten un riesgo similar. Esto indica que el costo del capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros. Para llevar a cabo la estimación de esta tasa fueron considerados dos aspectos principales: el costo de salida de la actividad siendo la misma capital intensiva y la sustentabilidad del servicio en el tiempo.



La **Valuación de la Base de Capital**, la cual define el nivel de inversiones de la compañía, asciende a \$ 915.057 (en miles de pesos). Este valor considerado una variable de fundamental importancia en el análisis propuesto, debiera ser tal que permita a la distribuidora satisfacer la demanda futura de energía haciendo sostenible el servicio en el tiempo. La misma resulta central en el proceso regulatorio vinculado con la renegociación de tarifas que le permitan a la compañía generar los ingresos suficientes para desarrollar su infraestructura de manera eficiente. Luego de realizar la **Proyección del Flujo de Fondos**, mediante el establecimiento de premisas conservadoras y prudentes, y posteriormente calcular su **Valor Actual Neto**, se observa que este último es de \$809.168 (en miles de pesos), inferior a la base de capital de la distribuidora. A partir de la comparación anterior, se concluye que al nivel tarifario vigente, los flujos futuros de fondos generados por la compañía no le permitirían cubrir la base de capital. De esta manera la hipótesis planteada, la cual establece que se vería **afectado el abastecimiento eléctrico que hace sostenible la actividad en el tiempo y el bienestar de la sociedad en su conjunto**, aparece comprobada.

El marco político actual no garantiza ni asegura expresamente la libre disponibilidad de los ingresos tarifarios. Por esta razón, el proceso de determinación de ingresos y de reconocimiento de costos de la compañía es sumamente incierto, tanto en lo que se refiere a su oportunidad como a su forma final. El actual sistema de determinación de los ingresos tarifarios está fuertemente influido por la voluntad de la autoridad de aplicación, según criterios de oportunidad y conveniencia política y no de necesidades técnicas económicas. Por lo tanto, no es posible determinar en qué momento ocurrirán los ajustes tarifarios y/o la revisión tarifaria integral, ni tampoco si ese proceso tendrá por resultado restricciones adicionales o si las tarifas resultantes serán suficientes para permitir a la empresa continuar operando y cumpliendo con sus obligaciones.

El crecimiento sostenido de la demanda y las inversiones que no acompañan el mismo, constituyen un riesgo con relación al abastecimiento de la demanda si no se desarrollan y entran en funcionamiento la totalidad de las obras necesarias para tal fin.

Entre los aportes del análisis económico y financiero realizado, pueden mencionarse los siguientes. En primer lugar, evita que tanto las compañías como los



reguladores evalúen de forma subjetiva el impacto de sus decisiones utilizando datos débiles y supuestos fuertes. El presente análisis provee una buena orientación respecto de la sensibilidad de los diversos instrumentos y parámetros utilizados. Asimismo, sirve como guía para definir hacia donde deben dirigirse los esfuerzos en términos de recopilación de datos y estimaciones de relaciones funcionales. Por otra parte, permite que los reguladores y compañías reguladas den cuenta de las cuestiones económicas y financieras que afectan a los operadores, sin abandonar el control sobre cuestiones más amplias que afectan a la sociedad, por lo que si por algún motivo se deseara introducir determinado efecto dentro del contexto, podrían simularse escenarios a partir de la utilización del análisis realizado. Finalmente, se puede agregar que el mismo resulta vital a fin de permitir una mayor transparencia en el control del comportamiento, tanto de las compañías como de los organismos reguladores.



VII REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Amstrong**, M.; Cowan, S.; Vickers J. Regulatory reform: economic analysis and british experience. MIT Press, 1994.
- **Arrué**, D. Consideraciones sobre la determinación de la base de capital de empresas de electricidad y su remuneración en condiciones de emergencia económica. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 53 (CEER), Abril 2004.
- **Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina** (ADEERA). La renegociación de los contratos de concesión de los servicios eléctricos. ADEERA, Junio 2003.
- **Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina** (ADEERA). El proceso de cálculo de los cuadros tarifarios de empresas de electricidad. ADEERA, Marzo 2004.
- **Azpiazu**, D. Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinarias y concentración económica. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO). Área economía y tecnología, 1999.
- **Baron**, D.; Myerson, R. Regulating a monopolist with unknown costs. Econometrica, 1982.
- **Baumol**, W.; Panzar, J.; Willing, R. Contestable markets and the theory of industry structure. Nueva York, 1982.
- **Bernstein Llona**, J. Regulación en el sector distribución eléctrica. Santiago de Chile, 1999.
- **Bonifaz**, J. Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia. Lima, 2001.
- **Brealey**, R.; Myers, S.; Marcus A. Fundamentos de Finanzas corporativas. Colombia: Mc Graw Hill, 2004.
- **Burns**, P.; Weyman-Jones T. Cost functions and cost of efficiency in electricity distribution: a stochastic frontier approach. Bulletin of economic research, 1996.
- **Carbajales**, M. El Estado Regulador. Buenos Aires: Editorial Abaco, Enero 2006.
- **Chisari**, O.; Estache, A.; Romero, C. Winners and Losers from utility privatization in Argentina: Lessons from a general equilibrium model. Working Paper Series Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 3 (CEER), Marzo 1999.



- **Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.** Cálculo de la tasa de costo de capital en países emergentes. Colombia: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, 2003.
- **Comnes, G.** Performance based ratemaking for electric utilities: Review of plans and analysis of economic and resource planning issues. California: University of California, 1995.
- **Costello, K.** Why 'yes' to price caps and 'no' to revenue caps. San Francisco, 1995.
- **Eiteman, D.; Stonehill, A.; Moffet M.** Las finanzas en las empresas multinacionales. Prentice Hall, 2000.
- **Ferro, G.** Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 25 (CEER), Marzo 2001.
- **Finn, R.** Productivity development of Norwegian Electricity Distribution Utilities. Working paper N° 10, 1994.
- **García, R.; Pérez Reyes, R.** El costo de capital en industrias reguladas: una aplicación a la distribución de electricidad en el Perú. Documento de trabajo N° 19: Oficina de estudios económicos OSINERGMIN, Lima 2005.
- **Greco, E.; Gerchunoff, P.; Bondorevsky D.** Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002; Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES. CEPAL), Serie de gestión pública N° 34; Santiago de Chile; 2004.
- **Greco, E.; Stanley, L.** Valuación de Activos, Tarifas e Incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 55 (CEER), Junio 2004.
- **Guasch, J.; Spiller, P.** Managing the regulatory process: Concepts, Issues and the Latin America and Caribbean Story Book. World Bank, 1996.
- **Guzowski, C.; Recalde, M.** Diagnóstico y prospectiva de abastecimiento energético para Argentina. Asociación Argentina de Economía Política, 2008.
- **Henderson; Quandt.** Teoría Microeconómica. Buenos Aires: Editorial Ariel, 1985.
- **Informes de consultoría calculo de tasa de costo de capital de las empresas:** EDENOR, EJESA, EDESUR.



- **Laffont, J.;** Tirole, J. A theory of incentives in procurement and regulation. Cambridge: MIT Press, 1993.
- **Laffont, J.** Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 1 (CEER), Marzo 1999.
- **Lawrence, J.** Principios de Administración Financiera; México DF: Prentice Hall, 2000.
- **Ley N°24.065** , Anales de Legislación Argentina N°LII-A 1992; En ero 1992.
- **Ley N°25.561** , Anales de Legislación Argentina N°LIII-A 1992; 2 002.
- **Littlechild, S.** Desregulación y privatización del sector eléctrico en el Reino Unido. 1995.
- **Lopez Dumrauf, G.** Finanzas Corporativas. Buenos Aires: Grupo Guía, 2007.
- **Lowry, M.** The case for indexed price caps for U.S. Electric Utilities; The electricity journal. 1991.
- **Lyon, T.;** 'Incentive regulation in theory and practice' en 'Incentive regulation for public utilities'. Boston: Editorial M. Crew, 1994.
- **Maldonado, P.;** Palma, R. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de diez años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur. Serie de Recursos Naturales e Infraestructura, N° 72. Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Julio 2004.
- **Martínez de Vedia, R.** La organización en la regulación de servicios públicos. Buenos Aires: Editorial Abaco de Rodolfo Depalma, Mayo 2003.
- **Mateos, F.** Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N° 6 (CEER), Julio 1999.
- **Medina de Gillieri, M.** Regulación de tarifas. Un modelo económico financiero aplicado a la distribución de energía. Salta: Editorial Crear, Junio 2008.
- **Memoria y Balances Generales de las empresas:** EDENOR, EDESUR, EDELAP, EDEA al 31 de diciembre de 2010.
- **Modigliani, F.;** Miller, M. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. American Economic Review, 1958.
- **Mondino, L.** El costo de capital en la industria del gas. Documento de Trabajo IERAL de Fundación Mediterránea, 1996.



- **Morales**, A. Propuesta para el cálculo de la tasa de actualización del costo de capital en el negocio de distribución de energía eléctrica en Guatemala y su incidencia financiera. Guatemala, Octubre 2009.
- **Nadir**, E. Proyectos de Inversión. Salta: Revista Cámara de comercio e Industria de Salta, 2007.
- **Paredes**, R.; Sánchez, J. Teoría y practica de la economía de la regulación. Santiago de Chile: Universidad de Chile, 1998.
- **Pascale**, R. Decisiones financieras. Argentina: Editorial Macchi, 1998.
- **Pérez Arriaga**, J. La privatización de la industria eléctrica en el Reino Unido. Santiago de Chile, Diciembre 1990.
- **Pérez**, R.; Reyes E. Introducción a la Regulación de tarifas de los servicios públicos. Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), 2006.
- **Petrecolla**; Romero. La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente. Argentina: Fundación de investigaciones económicas latinoamericanas (FIEL), 1999.
- **Pindyck**, R.; Rubinfeld D. Microeconomía. Prentice Hall, 1998.
- **Pistonesi**, H. Elementos de Teoría Económica de la Regulación. Bariloche: IDEE/FB, 2001.
- **Ramati**, O.; Bulacio, C.; Crudo J. The argentine regulatory framework vis-à-vis the current political crisis and its socioeconomic consequence. ADEERA, 2003.
- **Rodríguez Pardina**, M.; Helou, F. Reestructuración y marco regulatorio en el sector eléctrico argentino. Buenos Aires: Editorial Mimeo, Marzo 1997.
- **Rodríguez Pardina**, M. La determinación del costo de capital en América Latina: Un estudio comparativo de casos. Serie Textos de Discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N°44 (CEER), Mayo 2003.
- **Rodríguez Pardina**, M. Las tarifas de servicios públicos en un contexto de crisis. Serie de textos de discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N°45 (CEER), Diciembre 2008.
- **Romero**, C. Regulaciones e Inversiones en el Sector Eléctrico. Serie de textos de discusión Centro de Estudios Económicos Regulatorios N°5 (CEER), Junio 1998.



- **Rosales Markaida.** Estudio de la tasa de retribución al capital. Informe para ser considerada en el proceso de renegociación del contrato de concesión del servicio público de distribución de electricidad en la Provincia de Jujuy. San Salvador de Jujuy, 2005.
- **Russel, S.** An Application and Evaluation of Competing Marginal Cost Pricing Approximations; En Hall D ed. "Advances in the Economics of Environmental Resources". JAI Press, 1996.
- **Spiller, P.;** Tommasi, M. The institutions of regulation. Working paper series N° 67. Universidad de San Andrés: Departamento de economía, 2004.
- **Spiller, P.** El porque de la regulación de los servicios públicos con implicaciones para la Argentina. Fundación gobierno y sociedad, Diciembre 2006.
- **Varian, H.** Análisis Microeconómico. Barcelona: Anthony Bosh Editor, 1984.
- **Weyman-Jones, T.** Problems of yardstick regulation in electricity distribution. Oxford University: Press Editor, 1996.
- **Sitios web consultados:**
 - www.adeera.org.ar
 - www.bloomberg.com
 - www.cammesa.com.ar
 - www.enre.gov.ar
 - www.federalreserve.gov
 - www.fiel.org.ar
 - www.infoleg.gov.ar
 - www.jpmmorgan.com
 - www.mecon.gov.ar
 - www.oceba.gba.gov.ar
 - www.pwc.com.ar
 - www.standardandpoors.com
 - www.uade.edu.ar/Ceer



VIII ANEXOS

Anexo I. Contrato de Concesión. Subanexo B – Parte I: Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario.

El cálculo de los parámetros tarifarios será efectuado periódicamente por el Organismo de Control, y deberá ser aprobado por la Autoridad de Aplicación antes de ser puesto en vigencia.

El cálculo a que refiere el párrafo anterior reflejará las variaciones en:

- Los precios de la Potencia y Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a saber: contrato a término entre los Distribuidores y CTSN, mercado spot estabilizado y costos de transporte.
- Los costos propios de Distribución. Estos costos se *actualizarán* como se describe en el apartado Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia de este Subanexo, y se *recalcularán* con el método que apruebe la Autoridad de Aplicación a propuesta del Organismo de Control.
- Los parámetros que caracterizan la demanda y la modalidad en el uso de redes. Estos parámetros y modalidades se *recalcularán* con el método que apruebe la Autoridad de Aplicación a propuesta del Organismo de Control.
- Los Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios descritos en el Subanexo B Parte III Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios.

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas que abonan los clientes, y lo serán en las oportunidades y con las frecuencias que a continuación se indican:

- Variaciones de los precios mayoristas de la electricidad:
 1. Para las variaciones del precio estacional estabilizado y factores nodales y de adaptación, reflejados por CAMMESA en cada programación y reprogramación estacional, y aprobados por resolución de la Secretaría de Energía y Puertos o quien la reemplace, la periodicidad será trimestral, y la oportunidad coincidente con la fecha de vigencia de los nuevos valores incluidos en las citadas resoluciones.



2. Para los costos del sistema de transporte, el temperamento será similar a lo establecido en el punto anterior en lo que respecta a periodicidad y oportunidad.
 3. Para la actualización anual de los precios contenidos en el contrato de suministro con CTSN transferido por ESEBA S.A. a los Distribuidores, la periodicidad será anual y la oportunidad coincidente con la fecha de vigencia de los precios de potencia y energía de la programación semestral Mayo-Octubre del Mercado Eléctrico Mayorista, hasta que se opere su vencimiento en el mes de mayo del año dos mil uno (2.001).
- Los costos propios de distribución se *actualizarán* con periodicidad anual, dentro de cada período tarifario quinquenal, entrando en vigencia los valores actualizados el primero de febrero de cada año. En tanto, se *recalcularán* tales costos antes del comienzo de cada período tarifario quinquenal, comenzando a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período tarifario quinquenal.
 - Los parámetros que caracterizan a la demanda, deberán recalcularse antes del comienzo de cada período tarifario, y comenzarán a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período.
 - Los Coeficientes de Transición, según los valores y fechas indicadas en el Subanexo B Parte III Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios.

Todos los costos antes mencionados se calcularán en Dólares Estadounidenses (U\$S). El Cuadro Tarifario resultante se calculará en Dólares y será re-expresado en pesos (\$), en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios, teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en la Ley 23.928.

Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia.

Para obtener las componentes de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución, sobre las que se aplicarán los reajustes, se deben hacer igual a cero los



términos representativos del Pass Through en las expresiones matemáticas de los parámetros tarifarios del Subanexo B Parte II Cálculo de los Parámetros Tarifarios.

Anualmente, a partir del primero de febrero del año dos mil dos (2.002), la componente de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución será ajustada según la expresión siguiente:

$$P_t = \left(1 + \frac{RPI_t - X}{100}\right) \times P_{t-1}$$

donde:

Pt: es la componente de cada tarifa que refleja los costos propios de distribución, para el período tarifario “t”.

Pt-1: Idem para el período “t-1”.

X: es el factor porcentual de avance tecnológico.

RPI: es el incremento porcentual que se define a continuación:

$$RPI_t = \frac{W_{t-1} - W_{t-2}}{W_{t-2}} \times 100$$

El coeficiente W se calcula en base a un cincuenta por ciento (50 %) de los cambios habidos en los precios al consumidor de los Estados Unidos (“Consumer Price Index, CPI) y un cincuenta por ciento (50 %) de el cambio ocurrido en los precios de bienes industriales (Producer Price Index, Industrial Commodities, PPI). El subíndice “t” refiere al período para el cual se define y ajusta la tarifa, siendo “t-1” el período inmediato anterior, y “t-2” el preanterior. Los períodos “t” se extienden desde el primero de febrero de cada año, hasta el treinta y uno (31) de enero del año siguiente. Como las tarifas están formuladas en U\$S los índices elegidos son una medida de la inflación de los EEUU, por lo que mantienen las tarifas constantes en valores reales.

A los efectos del cálculo, el coeficiente W para un período genérico “i”, surge de aplicar los índices correspondientes a noviembre del año “i”. De esta manera:



$$W_i = 0,5 \times \frac{PPI_i}{PPI_o} + 0,5 \times \frac{CPI_i}{CPI_o}$$

donde:

PPI_o: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

CPI_o: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

PPI_i: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre del año "i".

CPI_i: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre del año "i".

El factor X es el llamado de avance tecnológico. Se definen los siguientes valores para "X":

* X = 0 %, desde la fecha de Toma de Posesión, hasta el 31 de enero del 2.002.

* X = 1 %, por año desde el 1 de febrero del 2.002, y hasta el 31 de enero del 2.007.



Anexo II. Contrato de Concesión. Subanexo B – Parte I: Mecanismo de Pass Through

I.1. Introducción.

El mecanismo de **Pass Through** permite pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, del costo de los contratos a término efectuados con anterioridad al proceso de privatización y de los costos del transporte.

Los contratos anteriores de cada distribuidor se tomarán en consideración, únicamente, en el *Pass Through* de las categorías T1- Pequeñas Demandas, T2- Medianas Demandas y T4-Demandas Rurales. En concordancia con la asignación plena del contrato con CTSN a estas categorías, las mismas tendrán la seguridad de suministro que implica la existencia de dicho contrato en el mercado a término, ante restricciones de abastecimiento.

I.2. Precios de Referencia del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista son los calculados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace. Se adoptan por períodos trimestrales en coincidencia con las programaciones estacionales y/o reprogramaciones trimestrales respectivamente. Si este mecanismo fuese modificado en el futuro por la Autoridad Nacional, el método de recálculo tarifario será modificado en consecuencia.

I.2.1. Precios de la Energía: son los estacionales de energía eléctrica por banda horaria, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace y los precios estacionales de la Energía Adicional.

I.2.2. Precios de la Potencia: son los de la potencia comercializada en el mercado estacional, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace.

I.3. Precios de Nodo para la Distribuidora.



El traspaso de los precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al nodo de la Distribuidora, se realiza respectivamente a través de los factores nodales por banda horaria para la Energía y del factor de adaptación para la Potencia.

I.4. Contratos Anteriores.

El único contrato se permitirá transferir a tarifas a través del mecanismo de “Pass Through”, es el contrato existente con la Central Térmica San Nicolás (CTSN), según los porcentajes de apropiación establecidas en el punto I.8 de este Subanexo

I.5. Costos del Transporte.

El método consiste en asignar los cargos fijos del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente a la fecha de Toma de Posesión, y del Sistema de Transporte por Distribución Troncal existente a la fecha de Toma de Posesión, a los precios de la Potencia, deducidas las penalizaciones y los cargos variables de esos sistemas a los precios de la Energía.



Anexo III. Estructura y Evolución de clientes. Periodo 1997 – 2010.

Evolution clientes

Promedio de clientes	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
T1R (Tarifa Residencial)	230.642	252.186	248.283	254.854	251.053	250.087	254.372
TIS (Tarifa de Interes Social)	-	-	-	-	10.473	15.172	18.300
T1RE (Tarifa Residencial Estacional)	126.197	113.516	113.177	110.652	108.435	102.020	102.887
T1G (Tarifa General)	23.090	35.059	34.301	33.770	35.333	32.750	33.870
T1GE (Tarifa General Estacional)	15.496	1.571	1.489	1.379	1.356	1.282	1.485
T1AP (Tarifa Alumbrado Publico)	1.575	1.637	1.684	1.682	1.265	1.156	1.259
Pequeñas demandas	397.000	403.969	398.934	402.337	407.915	402.467	412.173
T2 (Tarifa Medianas Demandas)	648	975	1.633	1.759	1.786	1.767	1.783
T3 (Tarifa Grandes Demandas)	438	359	439	460	469	467	485
Especiales (Tarifa Clientes Especiales)	-	43	43	60	69	58	65
Cooperativas	-	33	33	25	22	22	25
T4 (Tarifa Rural)	31	968	1.635	1.933	1.934	2.052	2.208
T5 (Peaje)	12	26	35	29	27	32	26
Medianas y grandes demandas	1.129	2.404	3.818	4.266	4.307	4.398	4.592
Total Clientes	398.129	406.373	402.752	406.603	412.222	406.865	416.765

Evolution clientes

Promedio de clientes	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
T1R (Tarifa Residencial)	257.680	268.552	276.115	282.898	295.889	282.906	295.784
TIS (Tarifa de Interes Social)	18.838	19.009	18.533	19.181	19.590	19.023	17.170
T1RE (Tarifa Residencial Estacional)	101.894	97.005	97.076	97.684	93.687	113.667	111.503
T1G (Tarifa General)	34.672	35.823	36.577	37.399	38.150	38.680	39.787
T1GE (Tarifa General Estacional)	1.246	1.149	1.103	1.106	1.118	1.219	1.189
T1AP (Tarifa Alumbrado Publico)	1.712	2.687	2.822	2.854	2.921	2.965	3.169
Pequeñas demandas	416.042	424.223	432.226	441.121	451.355	458.461	468.602
T2 (Tarifa Medianas Demandas)	1.783	1.838	2.366	1.959	2.018	2.089	2.178
T3 (Tarifa Grandes Demandas)	576	594	765	641	681	677	724
Especiales (Tarifa Clientes Especiales)	3	4	5	7	6	4	4
Cooperativas	19	19	25	23	22	22	19
T4 (Tarifa Rural)	2.289	2.435	2.469	2.613	2.868	3.232	3.531
T5 (Peaje)	21	22	28	27	22	25	25
Medianas y grandes demandas	4.692	4.913	5.658	5.270	5.617	6.049	6.481
Total Clientes	420.735	429.136	437.884	446.391	456.972	464.510	475.083

Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora.



Anexo IV. Cuadro comparativo evolución tarifas vs IPIM. Periodo 1997 – 2010.

COMPARATIVO VARIACION %

VARIABLE	Jun-97	Ago-97	Nov-97	Feb-98	May-98	Ago-98	Nov-98	Feb-99	May-99
IPIM NIVEL GENERAL	109.61	109.88	109.66	107.94	107.53	106.53	103.30	100.82	101.97
VARIACION NIVEL GENERAL IPIM		0.2%	-0.2%	-1.6%	-0.4%	-0.9%	-3.0%	-2.4%	1.1%
VARIACION PROMEDIO PONDERADO TARIFAS		-2%	2%	-4%	2%	6%	1%	0%	-4%
Tarifa T1R - RESIDENCIAL		-3%	3%	-11%	8%	6%	1%	-3%	-4%
% Clientes T1R (sobre total pequeñas demandas)		58%	58%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
Tarifa T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL		0%	0%	-2%	-6%	6%	1%	0%	-4%
% Clientes T1RE (sobre total pequeñas demandas)		32%	32%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
Tarifa T1GB - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS		-1%	3%	-6%	-5%	5%	0%	-5%	-4%
Tarifa T1GA - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS		-3%	4%	37%	-7%	7%	1%	15%	-6%
% Clientes T1G (sobre total pequeñas demandas)		6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Tarifa T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL		-3%	3%	-2%	-6%	6%	1%	0%	-5%
% Clientes T1GE (sobre total pequeñas demandas)		3.90%	3.90%	0.39%	0.39%	0.39%	0.39%	0.37%	0.37%
Tarifa T1AP - ALUMBRADO PUBLICO		-3%	2%	-4%	-1%	1%	0%	45%	-2%
% Clientes T1AP (sobre total pequeñas demandas)		0.40%	0.40%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.42%	0.42%

VARIABLE	Feb-00	May-00	Ago-00	Nov-00	Feb-01	May-01	Ago-01	Nov-01	May-02
IPIM NIVEL GENERAL	105.50	105.85	106.45	107.83	105.99	105.17	103.82	100.40	111.57
VARIACION NIVEL GENERAL IPIM	3%	0%	1%	1%	-2%	-1%	-1%	-3%	81%
VARIACION PROMEDIO PONDERADO TARIFAS	0%	-2%	6%	0%	-2%	-3%	-6%	-2%	7%
Tarifa T1R - RESIDENCIAL	-2%	-1%	5%	0%	-3%	-3%	-5%	-2%	7%
% Clientes T1R (sobre total pequeñas demandas)	63%	63%	63%	63%	64%	64%	64%	64%	66%
Tarifa T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	1%	-1%	6%	0%	1%	-1%	-6%	-2%	7%
% Clientes T1RE (sobre total pequeñas demandas)	28%	28%	28%	28%	27%	27%	27%	27%	25%
Tarifa T1GB - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	-3%	-2%	4%	0%	-4%	-3%	-3%	0%	4%
Tarifa T1GA - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	9%	-2%	6%	1%	5%	-5%	-4%	0%	6%
% Clientes T1G (sobre total pequeñas demandas)	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	9%	8%
Tarifa T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	1%	-2%	5%	1%	1%	-3%	-3%	-1%	6%
% Clientes T1GE (sobre total pequeñas demandas)	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.33%	0.33%	0.33%	0.33%	0.32%
Tarifa T1AP - ALUMBRADO PUBLICO	25%	0%	3%	0%	16%	-3%	-4%	-2%	5%
% Clientes T1AP (sobre total pequeñas demandas)	0.42%	0.42%	0.42%	0.42%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.29%

VARIABLE	Feb-04	Ene-05	Ago-05	Feb-06	Ene-07	Ago-07	Ago-08	Oct-08	Abr-10
IPIM NIVEL GENERAL	225.05	237.93	255.46	273.66	285.85	314.76	353.09	357.02	413.79
VARIACION NIVEL GENERAL IPIM	3%	6%	7%	7%	4%	10%	12%	1%	16%
VARIACION PROMEDIO PONDERADO TARIFAS	0%	4%	4%	2%	7%	4%	26%	3%	11%
Tarifa T1R - RESIDENCIAL	0%	1%	0%	2%	6%	4%	17%	3%	7%
% Clientes T1R (sobre total pequeñas demandas)	67%	68%	68%	68%	68%	68%	70%	70%	67%
Tarifa T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	0%	1%	0%	2%	9%	4%	37%	3%	16%
% Clientes T1RE (sobre total pequeñas demandas)	23%	23%	23%	23%	22%	22%	20%	20%	24%
Tarifa T1GB - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	0%	15%	25%	2%	5%	2%	38%	1%	14%
Tarifa T1GA - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	0%	22%	24%	3%	6%	2%	33%	2%	21%
% Clientes T1G (sobre total pequeñas demandas)	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Tarifa T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	0%	19%	25%	3%	7%	2%	35%	2%	31%
% Clientes T1GE (sobre total pequeñas demandas)	0.28%	0.27%	0.27%	0.26%	0.27%	0.27%	0.24%	0.24%	0.25%
Tarifa T1AP - ALUMBRADO PUBLICO	0%	3%	11%	3%	2%	3%	25%	1%	11%
% Clientes T1AP (sobre total pequeñas demandas)	0.65%	0.65%	0.65%	0.65%	0.65%	0.65%	0.65%	0.65%	0.68%

Fuente: Elaboración propia con datos de la distribuidora.

IPIM sitio web INDEC / www.INDEC.mecon.ar/



Anexo V. Estimación WACC. Tasa Libre de Riesgo (K_{RF}). Series de datos y gráfico de regresión polinómica.

Promedio Anual de un bono del tesoro americano con maturity 20 años

TITULO	DUR_ADJ_O AS BID	YLD_YTM MID	TITULO	DUR_ADJ_OA S BID	YLD_YTM_MI D	TITULO	DUR_ADJ_OA S BID	YLD_YTM_MI D
912828ES Govt	0.51	22.36%	912828HY Govt	2.69	98.87%	912828MV Govt	6.07	235.34%
912828JY Govt	0.55	24.66%	912828NC Govt	2.64	79.49%	912828NA Govt	6.12	224.37%
9128276T Govt	0.59	25.53%	912828BA Govt	2.71	99.10%	912828GS Govt	6.04	249.57%
912828KE Govt	0.63	27.56%	912828JB Govt	2.75	102.22%	912810DY Govt	5.52	245.54%
912828EX Govt	0.63	27.10%	912828NH Govt	2.69	75.76%	912828NG Govt	6.23	218.77%
912828KH Govt	0.72	29.81%	912828JD Govt	2.83	106.82%	912828NK Govt	6.31	213.29%
912828FA Govt	0.71	29.72%	912828NN Govt	2.73	70.89%	912828NR Govt	6.37	208.52%
912828KL Govt	0.80	32.37%	912828JG Govt	2.91	109.39%	912828HA Govt	6.20	255.28%
912828FD Govt	0.79	31.94%	912828NU Govt	2.78	68.75%	912810DZ Govt	5.68	252.47%
912828KU Govt	0.88	33.38%	912828BH Govt	2.92	110.54%	912828NW Govt	6.52	210.17%
912828FH Govt	0.87	33.75%	912828JK Govt	3.00	114.52%	912828PA Govt	6.56	214.93%
912828LF Govt	0.96	36.41%	912828NY Govt	2.83	69.63%	912828PF Govt	6.60	230.87%
912828FK Govt	0.95	36.66%	912828JM Govt	3.07	118.75%	912828HH Govt	6.47	262.25%
912828LG Govt	1.05	40.56%	912828PB Govt	2.87	73.02%	912828PK Govt	6.58	256.88%
912828FN Govt	1.03	39.75%	912828JQ Govt	3.17	123.04%	912828PN Govt	6.52	274.03%
9128277B Govt	1.07	38.44%	912828PU Govt	2.92	85.78%	912828HR Govt	6.81	270.34%
912828LV Govt	1.13	43.68%	912828JT Govt	3.28	127.01%	912828HZ Govt	6.93	276.06%
912828FV Govt	1.11	42.66%	912828PL Govt	2.95	103.22%	912810EA Govt	6.13	263.87%
912828LW Govt	1.21	46.82%	912828JW Govt	3.39	131.26%	912828JH Govt	7.09	282.15%
912828FU Govt	1.19	44.37%	912828JZ Govt	3.45	134.95%	912828JR Govt	7.34	289.00%
912828LT Govt	1.29	49.97%	912828CA Govt	3.37	132.43%	912810EB Govt	6.45	277.32%
912828FW Govt	1.26	46.58%	912828KF Govt	3.52	138.86%	912828KD Govt	7.80	296.92%
912828JU Govt	1.33	50.89%	912828KJ Govt	3.61	142.34%	912810EC Govt	6.62	286.28%
912828MM Govt	1.38	53.13%	912828KN Govt	3.68	145.16%	912828KQ Govt	7.89	302.17%
912828GA Govt	1.34	50.16%	912828CJ Govt	3.55	140.98%	912828LJ Govt	7.94	306.71%
912828KA Govt	1.42	53.81%	912828KV Govt	3.74	147.91%	912810ED Govt	7.02	299.34%
912828ML Govt	1.46	55.96%	912828KY Govt	3.79	151.71%	912828LY Govt	8.20	311.01%
912828GC Govt	1.42	52.23%	912828CT Govt	3.80	151.96%	912828MP Govt	8.31	308.88%
912828KB Govt	1.50	57.08%	912828LK Govt	3.96	159.02%	912810EE Govt	7.27	308.31%
912828MJ Govt	1.52	57.65%	912828LQ Govt	4.03	162.46%	912828ND Govt	8.47	287.10%
912828KC Govt	1.58	59.26%	912828LS Govt	4.11	166.13%	912810EF Govt	7.37	312.08%
9128277L Govt	1.54	57.06%	912828DC Govt	4.01	161.78%	912828NT Govt	8.88	275.88%
912828MQ Govt	1.57	57.13%	912828LZ Govt	4.21	168.85%	912810EG Govt	7.51	317.02%
912828GK Govt	1.58	58.15%	912828ME Govt	4.24	172.17%	912828PC Govt	9.01	309.15%
912828KG Govt	1.66	59.90%	912828MH Govt	4.34	172.71%	912810EH Govt	7.93	325.35%
912828MU Govt	1.61	55.97%	912828DM Govt	4.25	174.27%	912810EJ Govt	8.01	329.59%
912828GM Govt	1.66	59.95%	912810DP Govt	3.81	170.54%	912810EK Govt	8.15	333.48%
912828KK Govt	1.74	63.46%	912828MR Govt	4.37	169.64%	912810EL Govt	8.30	337.83%
912828NB Govt	1.65	51.82%	912828MZ Govt	4.43	155.05%	912810EM Govt	8.85	347.66%
912828GQ Govt	1.73	62.59%	912828DV Govt	4.45	182.72%	912810EN Govt	8.89	349.76%
912828KP Govt	1.82	67.75%	912828NF Govt	4.51	150.41%	912810EP Govt	9.13	355.45%
912828NE Govt	1.69	49.74%	912828NL Govt	4.57	145.47%	912810EQ Govt	9.62	362.15%
912828GU Govt	1.81	66.89%	912828NP Govt	4.62	141.12%	912810ES Govt	9.89	369.11%
912828KX Govt	1.89	69.80%	912828EE Govt	4.65	191.74%	912810ET Govt	9.98	370.78%
912828NS Govt	1.74	47.65%	912810DS Govt	4.19	187.50%	912810EV Govt	10.42	376.00%
912828GW Govt	1.88	68.30%	912828NV Govt	4.72	141.82%	912810EW Govt	10.95	380.83%
912828LB Govt	1.98	70.81%	912828NZ Govt	4.76	144.59%	912810EX Govt	10.93	380.51%
912828NQ Govt	1.78	45.79%	912828PE Govt	4.81	159.91%	912810EY Govt	11.12	382.76%
912828GZ Govt	1.97	70.48%	912828EN Govt	4.83	196.86%	912810EZ Govt	11.19	383.91%
912828LH Govt	2.06	75.98%	912810DT Govt	4.40	197.04%	912810FA Govt	11.50	387.57%
912828AJ Govt	2.01	70.65%	912828PJ Govt	4.84	183.50%	912810FB Govt	11.70	389.79%
912828PH Govt	1.83	45.88%	912828PM Govt	4.81	207.23%	912810FE Govt	12.30	395.32%
912828HC Govt	2.05	73.87%	912828EW Govt	5.04	210.12%	912810FF Govt	12.53	396.72%
912828LM Govt	2.14	80.25%	912810DV Govt	4.63	205.98%	912810FG Govt	12.65	398.06%
912828NX Govt	1.86	46.19%	912828KS Govt	5.29	217.34%	912810FJ Govt	12.46	396.92%
912828HE Govt	2.12	76.64%	912828KT Govt	5.40	220.71%	912810FM Govt	12.71	398.84%
912828LR Govt	2.23	83.38%	912828KR Govt	5.44	223.41%	912810FP Govt	13.44	403.53%
912828PD Govt	1.91	51.00%	912828FF Govt	5.17	218.64%	912810FT Govt	15.99	416.20%
912828HG Govt	2.21	79.14%	912810DW Govt	4.96	218.08%	912810PT Govt	16.17	416.55%
912828LX Govt	2.31	87.31%	912828KW Govt	5.43	225.02%	912810PU Govt	16.07	415.66%
912828AP Govt	2.24	80.42%	912828KZ Govt	5.50	227.77%	912810PW Govt	16.84	420.34%
912828PV Govt	1.95	57.84%	912828LD Govt	5.58	230.30%	912810PX Govt	16.81	420.26%

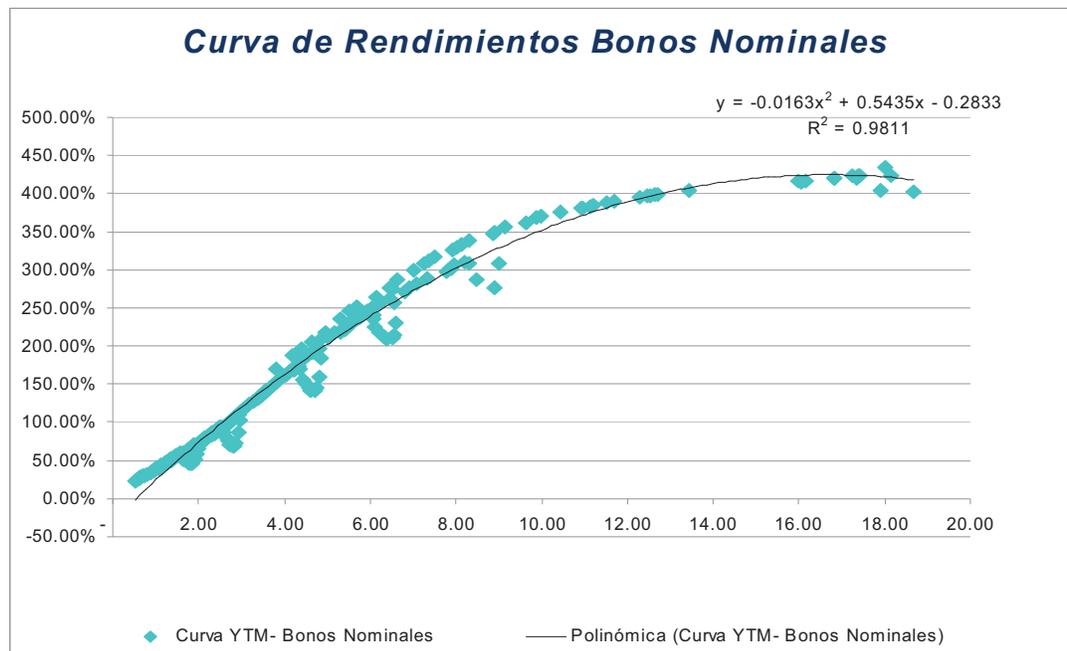


TITULO	DUR_ADJ_O AS_BID	YLD_YTM MID
912828HK Govt	2.30	82.69%
912828MB Govt	2.40	90.71%
912828PW Govt	1.99	65.94%
912828HM Govt	2.37	85.49%
912828MG Govt	2.47	94.36%
912828MN Govt	2.52	93.53%
912828AU Govt	2.48	89.93%
912828HT Govt	2.55	94.06%
912828MT Govt	2.56	91.46%
912828HV Govt	2.63	95.74%
912828MX Govt	2.59	87.32%

TITULO	DUR_ADJ_OA S_BID	YLD_YTM_MI D
912828FQ Govt	5.40	225.30%
912828LL Govt	5.68	234.91%
912828LP Govt	5.75	238.03%
912828LU Govt	5.80	240.54%
912828FY Govt	5.63	235.04%
912810DX Govt	5.30	235.42%
912828MA Govt	5.94	243.74%
912828MD Govt	5.93	245.94%
912828MK Govt	6.00	244.66%
912828GH Govt	5.83	243.02%
912828MS Govt	6.07	240.79%

TITULO	DUR_ADJ_OA S_BID	YLD_YTM_MI D
912810QA Govt	18.17	424.07%
912810QB Govt	17.38	423.66%
912810QC Govt	17.23	423.39%
912810QD Govt	17.43	423.85%
912810QE Govt	17.34	420.27%
912810QH Govt	17.90	404.07%
912810QK Govt	18.67	401.59%
912810QL Govt	17.99	434.95%

Fuente: Sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos (<http://www.federalreserve.gov/>)





Anexo VI. Estimación WACC. Tasa Riesgo País (K_{RC}). Promedio Serie completa. Fuera de Default y en Default.

VI. a) Se considera el promedio aritmético de la serie completa del EMBI, que abarca el período comprendido entre el 01 de enero de 1994 al 31 de diciembre de 2010.

SERIE COMPLETA	Promedio	17,20 %
	Tamaño de muestra	4373
	Desvío Estándar	19,97 %
	Valor Mínimo	1,81 %
	Valor Máximo	72,20 %

VI. b) Se considera el promedio aritmético de la serie fuera de default del EMBI al 31/12/2010, es decir sin considerar el periodo de no cumplimiento con los compromisos de deuda externa, 26/12/2001 al 10/06/2005 (Dato considerado en la estimación de la WACC en el presente trabajo de investigación).

SERIE FUERA DE DEFAULT	Promedio	7,36 %
	Tamaño de muestra	3468
	Desvío Estándar	4,65 %
	Valor Mínimo	1,81 %
	Valor Máximo	47,53 %

VI. c) Se considera el promedio aritmético de la serie en default del EMBI es decir el periodo de no cumplimiento con los compromisos de deuda externa, 26/12/2001 al 10/06/2005.

SERIE EN DEFAULT	Promedio	54,92 %
	Tamaño de muestra	905
	Desvío Estándar	7,11 %
	Valor Mínimo	39,60 %
	Valor Máximo	72,20 %

Fuente: EMBI+ (Emerging Markets Bonds Index Plus, según sus siglas en ingles), índice publicado por J. P. Morgan Chase /www.jpmorgan.com/ .



Anexo VII. Estimación WACC. Coeficiente Beta. Tabla de betas para el Sector Eléctrico en nuestro país.

Compañía	Sub-Grupo	Beta Apalancada	% Deuda 3° / Capital Total	% Capital Propio / Capital Total	Beta Desapalancada
TRANSENER	Transmisión	1,37	56%	44%	0,60
Distribuidora y Comercializadora Norte	Distribución	1,36	39%	61%	0,83
Endesa Costanera	Generación	1,36	33%	67%	0,91
CAPEX S.A.	Generación Transporte Distribución	1,09	56%	44%	0,48
Promedio		1,29	46%	54%	0,70

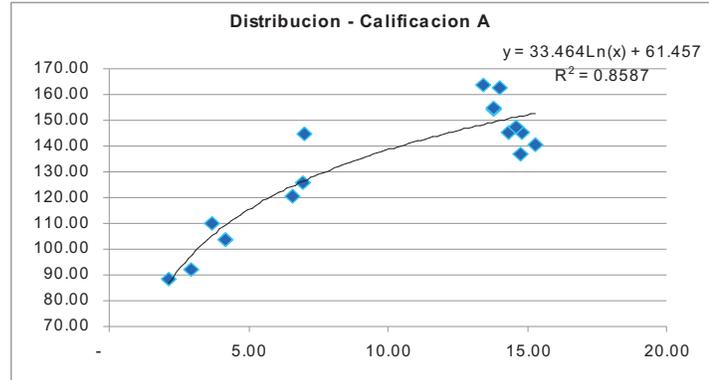
Fuente: Beta de Mercado Apalancada y Desapalancada por la Estructura promedio del Mercado.
Consultora Bloomberg / www.bloomberg.com /



Anexo VIII. Estimación WACC. Prima de la Industria: Sector eléctrico de distribución (U.S.)

VIII. a) Muy Alta calidad crediticia. Calificación A.

A	OAS	DUR
EC728163 Corp	88.39	2.14
EH586717 Corp	91.96	2.93
ED537582 Corp	109.75	3.67
EF027272 Corp	103.76	4.16
EF502336 Corp	103.78	4.16
EH402534 Corp	120.69	6.57
EI354547 Corp		
EC728171 Corp		
ED804911 Corp	162.59	14.01
ED804943 Corp	154.39	13.79
EF027292 Corp	154.72	13.79
EF431125 Corp	163.90	13.45
EF118162 Corp	145.29	14.33
EC146259 Corp		
DD013449 Corp		
EH901339 Corp	126.02	6.97
EI025577 Corp	145.24	14.79
EI026313 Corp	147.17	14.58
EI100707 Corp	136.93	14.75
EI459620 Corp	140.39	15.29
DD529383 Corp		
ED076538 Corp	144.49	7.03
EC793071 Corp		

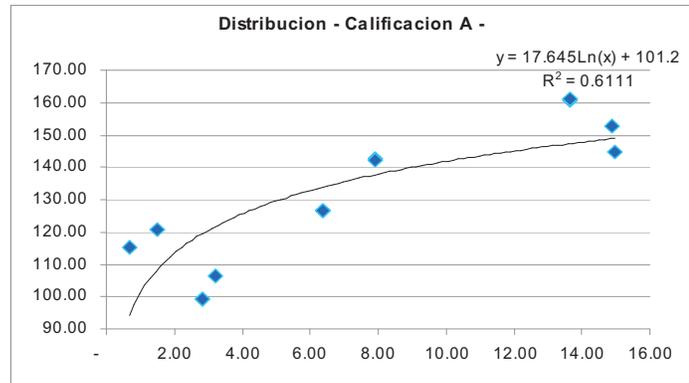


YTM - Estimación

	Avg DUR	Fix DUR
Alpha	61.46	61.46
Beta	33.46	33.46
Dur	9.79	10.00
	137.80	138.51
	1.38%	1.39%

VIII. b) Alta calidad crediticia. Calificación A -.

A-	OAS	DUR
CP507696 Corp		
CP507694 Corp		
EC376714 Corp	115.36	0.67
EC516135 Corp	120.76	1.49
ED044859 Corp	99.08	2.82
ED044855 Corp	99.20	2.82
EH282995 Corp	126.77	6.40
EH283019 Corp	126.79	6.39
EF338107 Corp	160.92	13.65
EF338139 Corp	161.16	13.65
EI193759 Corp	142.48	7.91
EI192731 Corp	142.37	7.91
EI192735 Corp	144.84	14.98
EI193763 Corp	152.72	14.89
DD006059 Corp	106.46	3.23



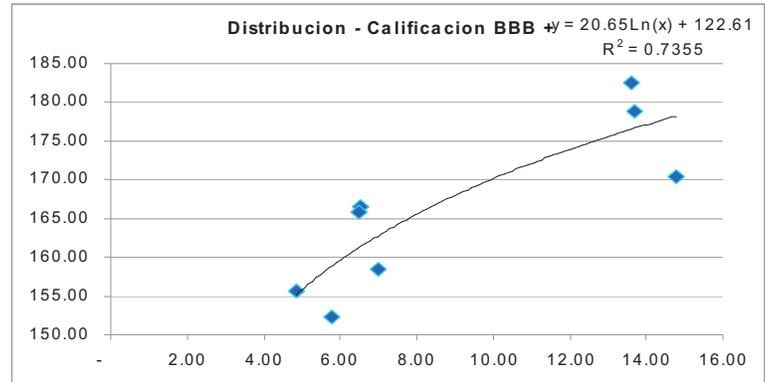
YTM - Estimación

	Avg DUR	Fix DUR
Alpha	101.20	101.20
Beta	17.65	17.65
Dur	7.45	10.00
	136.63	141.83
	1.37%	1.42%



VIII. c) Alta calidad crediticia. Calificación BBB +.

BBB+	OAS	DUR
EF231021 Corp	155.70	4.84
DD111698 Corp	152.26	5.78
EH541715 Corp	166.62	6.54
EH651148 Corp	165.89	6.48
DD112050 Corp		
DD117215 Corp		
ED568280 Corp	158.44	7.00
EF231033 Corp	182.61	13.59
EH187373 Corp	178.76	13.71
EI273190 Corp	170.46	14.79



YTM - Estimación

	Avg DUR	Fix DUR
Alpha	122.61	122.61
Beta	20.65	20.65
Dur	9.09	10.00
	168.19	170.16
	1.68%	1.70%

Fuente: Prima de la Industria Eléctrica. Consultora Standard & Poor's / www.standardandpoors.com/



Anexo IX. Detalle premisas proyección flujo de Fondos

Premisas proyección Flujo de Fondos 2010 / 2016
Principales Variables

Macroeconomicas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tipo de Cambio	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10
Inflación	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Inversiones	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	33,206	34,024	34,862	35,720	36,600	37,501	38,425
Amortización anual	2.5%						
Tipo de Variación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dotación (Nomina de Personal)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nomina Salarial	9%	9%	5%	2%	2%	2%	2%
Crecimiento Real de la Economía (PBI)	6%	6%	5%	4%	3%	2%	1%
Incremento de ventas (GWH Facturados)	6%	6%	5%	4%	3%	2%	1%
MWH Facturados	2,107,568	2,234,023	2,345,724	2,439,553	2,512,739	2,562,994	2,588,624
Tarifa Media Venta	212.14	237.60	256.60	264.30	272.23	280.40	288.81
Venta	447,099,182	530,796,149	601,922,833	644,779,739	684,046,825	718,659,594	747,621,576
Incremento % ventas	19%	13%	13%	7%	6%	5%	4%
Incremento compra (GWH Comprados)	6%	6%	5%	4%	3%	2%	1%
% Perdidas Técnicas	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
MWH Comprados	2,422,493	2,567,842	2,696,234	2,804,084	2,888,206	2,945,970	2,975,430
Tarifa Media Compra (Subsidiada)	69	71	73	74	74	75	76
Costo de abastecimiento	166,447,559	181,727,445	196,538,232	206,443,759	214,763,442	221,249,298	225,696,409
Incremento VAD	9%	9%	5%	2%	2%	2%	2%
Incremento MEM (Tarifa en barra)	3%	3%	3%	1%	1%	1%	1%
Inversiones (Evolución bienes de uso históricos)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Fuente: Elaboración propia con datos del análisis.



Anexo X. Informe anual ADEERA. Periodo 2000 – 2010.

Área km2	Líneas							Demanda				Perdidas %
	Total Clientes n°	Dotación n°	BT km	MT km	AT km	Energ. Vend GWh	Fact. Venta Miles de \$	Energ. Comprada GWh (MEM)				
105,438	406,603	670	4,455	3,413	1,313	1,875.00	174,973			10.4		
105,438	412,222	654	4,523	4,881	1,313	1,738.70	167,600			13.0		
105,438	406,865	636	4,528	4,881	43	1,701.00	151,713			12.9		
105,438	415,660	623	4,645	5,266	42	1,637.34	159,263					
105,438	427,467	635	4,672	5,273	46	1,733.88	179,811	2,014.20		14%		
105,438	435,592	697	4,672	5,290	46	1,874.32	218,944	2,066.40		13%		
105,438	441,629	708	4,790	5,736	46	1,921.84	249,641	2,194.50		12%		
105,438	443,538	748	4,828	5,812	46	1,665.49	248,849	2,336.70		11%		
105,438	457,905	743	4,888	5,954	46	1,606.54	268,736	2,290.30		11%		
105,438	464,784	744	4,965	6,160	46	1,592.10	329,712	2,291.50		11%		
105,438	470,725	743	5,030	6,374	46	1,630.78	381,223	2,375.60		11%		

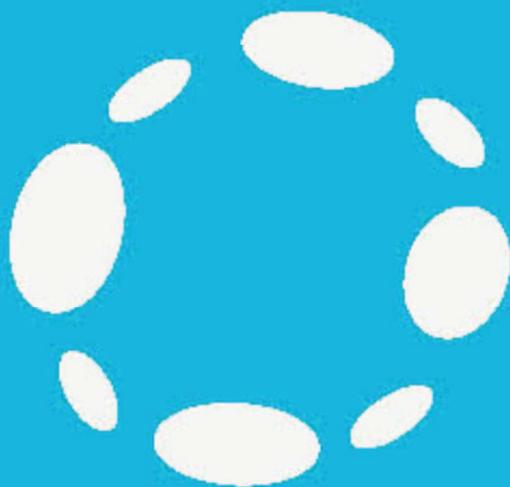
Fuente: ADEERA (Asociación Empresas Distribuidoras de Energía República Argentina) / www.ADEERA.com.ar /



Anexo XI. Armado cuadro de resultados al 31 de diciembre de 2010.

	Nota Balance de Publicacion de la Distribuidora	Conceptos considerados
Venta Energia	Estado de Resultados	Ventas Netas
Total ventas		
Costo de Abastecimiento	Anexo H - Resultados	Total Compra de energia y potencia
Margen Bruto		
Costo Laboral	Anexo H - Resultados	Total sueldos y jornales
Gastos Generales	Anexo H - Resultados	Total honorarios por servicios
	Anexo H - Resultados	Total viaticos y movilidad
	Anexo H - Resultados	Total Impuestos y tasas
	Anexo H - Resultados	Total Gastos y Servicios para Mantenimiento y Operación
	Anexo H - Resultados	Total Franqueos, Comunicaciones y Procesamiento de Datos
	Anexo H - Resultados	Total Gastos Generales de Funcionamiento
	Anexo H - Resultados	Total Publicidad
	Estado de Resultados	Otros gastos
Mg Operativo Bruto		
Resultados Financieros	Nota 4	Generados por activos + generados por pasivos
Resultado Operativo		
Amortizacion Bs de Uso	Anexo H - Resultados	Total depreciaciones bienes de uso
Reserva Ds. Incobrables	Anexo H - Resultados	Deudores Incobrables
Otros Ingresos No Operativos	Estado de Resultados	Otros ingresos y egresos
Res. antes de Imp.		
Impuesto a las Gcias.		35% del resultado antes de impuestos

Fuente: Elaboración propia con datos contables de la distribuidora (Diciembre 2010).



Autora: María Florencia Bortolussi
Noviembre | Año 2011



El sector de distribución eléctrica. Evolución y fijación de tarifas en un mercado regulado:

Retribución de la base de capital y sostenibilidad del servicio en el tiempo.