

UNIVERSIDAD DE SAN ANDRÉS

TESIS MAESTRIA EN FINANZAS

Valuación de empresas y capital accionario
“Empresa Distribuidora Sur S.A”

Autor: Lic. Wiesztort Leticia Inés

Tutor: Mg. Loizaga, Alejandro

Buenos Aires, Julio 2016.

Contenido

<i>Abreviaciones y definiciones – por orden alfabético</i>	4
<i>Resumen</i>	5
<i>Historia de la empresa y el mercado eléctrico argentino</i>	7
<i>Conformación del Mercado eléctrico</i>	11
<i>Situación actual del sector</i>	14
<i>Análisis de la compañía</i>	16
<i>Composición del Balance</i>	16
<i>Análisis de Resultados</i>	18
<i>Variables del negocio y ratios financieros</i>	21
<i>Modelo de Valuación</i>	26
<i>Valuación por flujo de fondos descontados</i>	28
<i>Bases para la proyección de variables flujo</i>	28
<i>Variables del negocio</i>	29
<i>Variables macroeconómicas</i>	32
<i>Bases para la proyección de la tasa de descuento</i>	33
<i>Drivers de valor y escenarios</i>	37
<i>Escenario base</i>	37
<i>Escenario optimista</i>	40
<i>Escenario pesimista</i>	42
<i>Análisis de sensibilidad al escenario base</i>	45
<i>Análisis alternativo - Tasa de descuento Latam</i>	46
<i>Valuación con tasa Latam</i>	47
<i>Escenario base</i>	48
<i>Escenario optimista</i>	48
<i>Escenario pesimista</i>	49
<i>Valuación por comparables</i>	51
<i>Conclusiones</i>	55
<i>ANEXOS</i>	57
<i>ANEXO I – Tarifas eléctricas Argentina y Latinoamérica</i>	58
<i>Anexo II: Acta Acuerdo</i>	60
<i>ANEXO III – Evolución histórica Estado de Situación Patrimonial</i>	63

<i>ANEXO IV – Evolución histórica Estado de Resultados</i>	64
<i>ANEXO V – Evolución histórica del flujo de fondos</i>	65
<i>ANEXO VI – Detalle de ganancias de empresas latinoamericanas</i>	66
<i>ANEXO VII – Proyección variables macroeconómicas</i>	67
<i>Anexo VIII - Cálculo de Beta</i>	68
<i>ANEXO IX – Detalle cálculo WACC</i>	69
<i>Anexo X – Proyección de variables del negocio – Escenario base</i>	70
<i>Anexo XI – Flujo de fondos – Escenario base</i>	71
<i>Anexo XII – Estado de Resultados – Escenario base</i>	72
<i>Anexo XIII – Estado de Situación Patrimonial – Escenario base</i>	73
<i>Anexo XIV – Proyección de variables del negocio – Escenario optimista</i>	74
<i>Anexo XV – Flujo de fondos – Escenario optimista</i>	75
<i>Anexo XVI – Estado de Resultados – Escenario optimista</i>	76
<i>Anexo XVII – Estado de Situación Patrimonial – Escenario optimista</i>	77
<i>Anexo XVIII – Proyección de variables del negocio – Escenario pesimista</i>	78
<i>Anexo XIX – Flujo de fondos – Escenario pesimista</i>	79
<i>Anexo XX – Estado de Resultados – Escenario pesimista</i>	80
<i>Anexo XXI – Estado de Situación Patrimonial – Escenario pesimista</i>	81
<i>Anexo XXII – Cálculo de beta Latam</i>	82
<i>Anexo XXII – WACC LATAM</i>	83
<i>Anexo XXIV – Detalle valuación por comparables</i>	84
<i>Bibliografía</i>	85

Abreviaciones y definiciones – por orden alfabético

ABREVIACIÓN	DESCRIPCIÓN LARGA
ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
CADE	Compañía Argentina de Electricidad.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
CAPEX	Capital Expenditures (Inversiones de capital).
CAPM	Capital Asset Pricing Model (Modelo de valuación de activos).
CATE	Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad.
CGE	CGE COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD
CHADE	Compañía Hispano Americana de Electricidad.
CERES	Centro de estudios de la regulación económica de los servicios públicos - Universidad de Belgrano
CIAE	Compañía Ítalo Argentina de Electricidad.
DCF	Discounted Cash Flow
EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica.
FOCEDE	Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica
FUNDELEC	Fundación para el Desarrollo Eléctrico
GBA	Gran Buenos Aires
HPDA	Hidroeléctrica Piedra del Águila.
IAMC	Instituto Argentino de Mercado de Capitales
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MEyM	Ministerio de Energía y Minería de la Nación.
MMC	Mecanismo de Monitoreo de Costos.
RTI	Revisión Tarifaria Integral.
SEGBA	Servicios Eléctricos de Gran Buenos Aires.
VAD	Valor Agregado de Distribución.
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Costo promedio ponderado del capital).

Resumen

El presente trabajo tiene por objeto efectuar una valuación de la firma Empresa Distribuidora Sur S.A y conocer el valor para sus accionistas al 31 de diciembre de 2015.

La empresa inicio sus actividades en septiembre de 1992, y tiene como objeto la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y diez partidos de la provincia.

La metodología para efectuar la valuación es la de flujos de fondos descontados utilizando como tasa de descuento el costo promedio ponderado del capital (WACC). Adicionalmente, se efectúa una valuación por comparables a partir de la información de empresas de Brasil, Chile y Perú.

En la primera parte del documento se hace una descripción de cómo se fue conformando el sector eléctrico Argentino, el cual es resultado de un complejo proceso histórico en el cual se paso de una industria mayormente constituida por capitales privados a una administrada por el sector público para luego, volver a ser esencialmente privada.

Luego, se hace referencia a cómo la Ley de Emergencia Económica y el congelamiento de tarifas generaron para las empresas prestadoras del servicio en CABA y GBA un desequilibrio en su estructura económica – financiera caracterizada principalmente por una fuerte disparidad entre los precios pagados por los usuarios (prácticamente estáticos) y los costos requeridos para llevar adelante la actividad (fuertemente crecientes). Si bien se llevaron adelante algunas políticas en torno a subsanar la situación aún permanecen fuertes disparidades respecto al resto del país.

Seguidamente se analizan los datos más destacables de la empresa, sus estados contables y ratios más relevantes. De los mismos sobresale la frágil situación económica-financiera de la empresa entre los que se destaca el nivel de endeudamiento no bancario como consecuencia del nulo acceso al crédito.

Posteriormente se desarrolla el modelo de valuación con el detalle de los cálculos efectuados para estimar el flujo de fondos y la tasa de descuento.

Los flujos fueron proyectados en pesos y en la confección de los mismos se define como supuesto que la compañía debe obtener un rendimiento que a nivel operativo sea similar a empresas comparables de Latinoamérica. Para estimar este valor se realizó un análisis de empresas de Brasil, Chile y Perú encontrando concordancia en los rendimientos interanuales e intercompany para los diferentes países. Si el mercado Argentino fuera hacia un mercado de sinceramiento del real costo de servicio la estructura de ingresos y gastos debería converger a un valor similar a los hallados.

La tasa de descuento se estimó en dólares y luego pesificada en función a la inflación esperada en Argentina y Estados Unidos (para mantener consistencia en el modelo).

A continuación se describen los principales drivers de valor los cuales resultan ser las tarifas eléctricas y la definición del plan de pagos para cancelar la deuda con Cammesa. Considerando estos drivers con otras variables conexas tales como, salarios e inversiones, se definieron tres escenarios, uno base (más probable) uno optimista y otro pesimista.

Posteriormente se sensibilizan dos variables sobre el escenario base: las ventas de energía medidas en GWh y el supuesto de rentabilidad objetivo comparable con empresas similares de Latinoamérica. La primera de ellas a consecuencia de que quizás ante un aumento tarifario se reduzca la demanda de energía. Sin embargo, esto no parecería probable en base a la información histórica y la segunda, debido a que está claro que las empresas sin rentabilidad no pueden desarrollar sus actividades. El contrato de concesión estipulaba que las empresas debían obtener una rentabilidad comparable tanto nacional como internacionalmente. Se supuso una rentabilidad del 16% a nivel operativo porque lo que se espera es que al menos el negocio en sí mismo, operativamente sea rentable. Ese porcentaje de rentabilidad sensibiliza a niveles extremos en el cual la empresa no tiene valor.

A continuación se realiza un análisis alternativo efectuando el descuento de los flujos de fondos a una tasa estimada a partir de información latinoamericana. Para esto, se ajustan al clásico modelo del CAPM la tasa libre de riesgo, el rendimiento del mercado y el coeficiente beta todos estos factores ajustados a fin de que reflejen el riesgo de desarrollar la actividad en un mercado diferente al americano.

Finalmente se realiza un análisis de comparables a partir de empresas de Brasil, Chile y Perú. Si bien es un análisis que resulta de utilidad, la aplicación de los ratios de comparación a una empresa con desajustes en varios frentes hace necesaria su lectura con cuidado.

Englobando todo el trabajo realizado se concluye en que la situación de la empresa es de una alta vulnerabilidad. Es necesario un ajuste de tarifas que refleje realmente el aumento de los costos de distribución eléctrica y que compense al capital invertido. La compleja situación de endeudamiento aun no resuelta pone en jaque el valor de para el capital accionario que se potencia con la compleja estructura operativa de ingresos y costos. Si bien con la asunción del nuevo gobierno, se presenta un un nuevo paradigma, el resultado final es dependiente de una decisión política más que una decisión empresarial. En enero de 2016 se declaró la emergencia energética y se emitieron una serie de resoluciones a fin de comenzar un proceso de recomposición tarifaria. La situación definitiva dependerá de las condiciones que se establezcan en la RTI (Revisión Tarifaria Integral) y de su cumplimiento futuro.

Historia de la empresa y el mercado eléctrico argentino

El surgimiento de Edesur es resultado de un complejo proceso histórico en el cual, producto de diferentes políticas gubernamentales, fueron produciéndose una serie de reestructuraciones de las cuales se pasó de una industria mayormente constituida por capitales privados a una administrada por el sector público para luego, volver a ser principalmente privada.

Compañía General de Electricidad (CGE), fue la primera empresa en brindar servicio eléctrico en el país. Fundada en 1887, prestó servicios hasta 1901 cuando se transfiere a *Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE)* empresa de capitales alemanes instalada en Argentina en 1898.

En 1909, inició su actividad *Compañía Argentina de Electricidad (CADE)*. Esta empresa contaba con una planta generadora en San Fernando y, para 1929, expande sus servicios a los partidos de Vicente López, San Isidro, Morón, General Sarmiento, Moreno, Merlo, La Plata, Magdalena, Pilar, General Rodríguez, Marcos Paz, General Las Heras, Cañuelas, Esteban Echeverría, San Vicente y Brandsen.

En 1911 se funda *Compañía Ítalo Argentina de Electricidad S.A (CIAE)* con el objeto de dedicarse a la producción y distribución de energía eléctrica. En 1912, obtiene la primera concesión de la municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires y entre 1926-1928 extiende la prestación del servicio a los partidos de Avellaneda, Lomas de Zamora y Quilmes.

En 1920 se crea *Compañía Hispano Americana de Electricidad (CHADE)* empresa que absorbe los bienes y la concesión de CATE. Posteriormente, en 1936 CADE compra las acciones CHADE.

En 1947, durante el gobierno de Juan Domingo Perón, comienza la participación estatal en el mercado eléctrico mediante la creación de *Agua y Energía Eléctrica (AyEE)* con el fin de crear un sistema de generación, transporte y distribución de energía en el interior del país. Posteriormente, en 1949 con la reforma constitucional, se estableció que todos los servicios públicos debían ser prestados por el Estado Nacional. A consecuencia de esto, se promovieron una serie de expropiaciones en el interior del país las que llevaron a que, lo que hasta entonces era un mercado manejado por capitales privados pase a ser mayormente público.

En 1958 se funda *Servicios Eléctricos de Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA)*, dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. SEGBA fue jurídicamente organizada bajo la forma de una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria. En el mismo año, CADE se integra a SEGBA.

En 1977, durante el gobierno militar la propiedad de CIAE pasa a formar parte de SEGBA y, hacia fines de los años '80, casi toda la industria eléctrica estaba en poder del sector público.

Transcurrida la década del '80, la administración ineficiente y el inadecuado nivel de inversiones pusieron al sector eléctrico al borde del colapso. El 18 de agosto de 1989, se promulga la ley 23.696, mediante la cual se decreta en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos y dispone la privatización de los mismos.

Durante 1991, el Gobierno Nacional delineó toda la infraestructura jurídica a fin de permitir el ingreso de capitales privados a la operación del sistema eléctrico y en enero de 1992, se sanciona la Ley 24.065 “Régimen de la Energía Eléctrica” que, conjuntamente con sus Decretos reglamentarios, estableció los lineamientos y las pautas principales para la reestructuración y privatización del sector eléctrico.

El nuevo marco regulatorio distinguió etapas y unidades de negocios separadas: la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. Se buscó desagregar vertical y horizontalmente la industria hasta ese entonces conglomerada bajo SEGBA. Por la misma ley, se crea el Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica (ENRE) encargado de la actividad de contralor.

El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de las unidades de negocios de generación. Posteriormente, en abril del mismo año, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto 714/92 mediante el cual dispuso la constitución de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.) y Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) a los fines de la privatización de las actividades de distribución y comercialización.

En mayo de ese mismo año, a través de la Resolución Nro. 591 del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, se aprobó el pliego de Bases y Condiciones de Concurso Público Nacional e Internacional para la venta del 51% del paquete accionario de acciones de clase “A” de EDESUR S.A las cuales, mediante el Decreto 1507/92, fueron adjudicadas a la oferta presentada por Distrilec Inversora S.A. Compañía Naviera Pérez Companc S.A. Comercial Financiera Inmobiliaria Minera Forestal Agropecuaria, Grupo Psi Incorporated /Psi Energy Argentina Incorporated, Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., Enersis S.A y Empresa Nacional de Electricidad S.A., al ofertar el mejor precio (US\$511 millones).

El 1° de septiembre de 1992 se realizó la toma de posesión de EDESUR S.A iniciando sus actividades dentro del área de distribución.

El contrato firmado entre la Sociedad y el Estado Nacional otorgó la concesión en forma exclusiva dentro del área especificada, por el término de 95 años, prorrogables por hasta 10 años más. El plazo se divide en períodos de gestión de 10 años de duración cada uno, excepto el primero que fue de 15 años.

En objeto exclusivo de EDESUR S.A., es la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y diez partidos de la provincia (GBA): Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Quilmes y San Vicente.

Inicialmente, el capital de la sociedad estaba dividido en 506.421.831 acciones ordinarias nominativas no endosables Clase “A” (51%) de propiedad privada pertenecientes al consorcio Distrilec Inversora S.A.; en 387.263.754 acciones ordinarias nominativas endosables Clase “B” (39%) en poder del Estado Nacional (Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos –

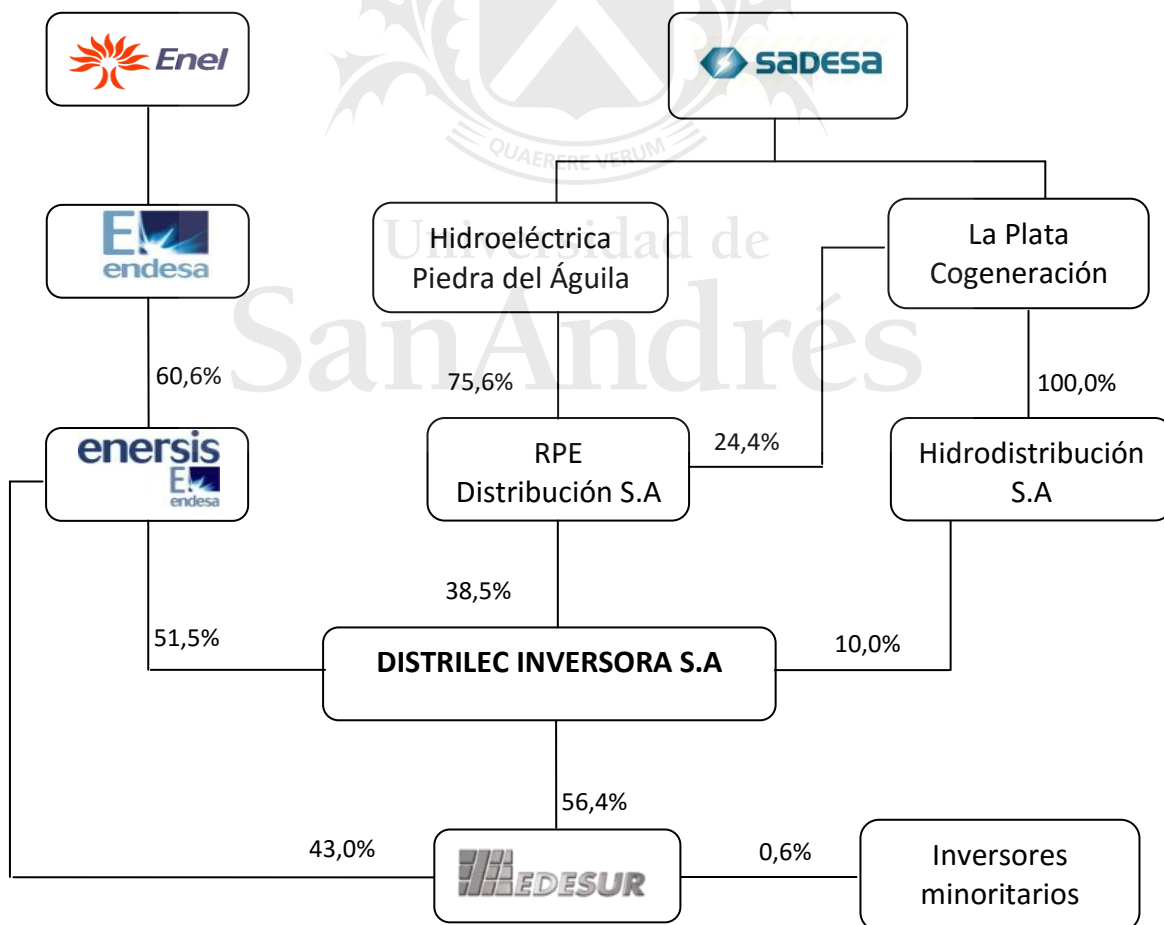
Secretaría de Energía) y en 99.298.399 acciones nominativas no endosables Clase "C" (10%) que fueron destinadas a integrar el Programa de Propiedad Participada.

El 15 de diciembre de 1995, Enersis S.A. por medio de una subsidiaria presentó la única oferta por el 39% de las acciones Clase "B" que conservaba el Gobierno Nacional. La oferta por las 387.263.754 acciones fue de \$390 millones.

Cuadro 1 – Composición accionaria

ACCIONISTA	ACCIONES	%
Acciones Clase "A"	506,421,831	56.358%
<i>Distrilec Inversora S.A</i>	<i>506,421,831</i>	<i>56.358%</i>
Acciones Clase "B"	392,163,197	43.642%
<i>Enersis S.A</i>	<i>199,929,758</i>	<i>22.249%</i>
<i>Chilectra S.A</i>	<i>187,333,996</i>	<i>20.848%</i>
<i>Accionistas minoritarios</i>	<i>4,899,443</i>	<i>0.545%</i>
TOTAL	898,585,028	100%

Adicionalmente, la compañía pertenece a un grupo económico que se describe en el siguiente gráfico:



El principal propietario de Edesur, poseedor de la totalidad de las acciones Clase "A" es Distrilec Inversora S.A., que controla el 56,4% del capital de la Sociedad.

El resto del capital, representado en acciones Clase B, en su mayoría pertenece al Grupo Endesa que participa directa e indirectamente a través del Grupo Enersis.

Finalmente un 0,6% del capital social está en manos de inversores minoritarios.

Cabe aclarar que ENEL S.P.A. es tenedora indirectamente del 92,0% del capital social de Endesa S.A.

Distrilec Inversora (controlante de Edesur) se compone de la siguiente manera: El 51,5% es controlado por el Grupo Endesa que participa indirectamente por controlar al Grupo Enersis que a su vez, controla a las siguientes sociedades que participan en Distrilec: Enersis S.A. (27,2%), Chilectra S.A. (23,4%) y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (0,9%).

Adicionalmente, participan en Distrilec, RPE Distribución S.A. (38,5%) e Hidrodistribución S.A. (10,0%). Estas sociedades son controladas por el Grupo SADESA, a través de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. (HPDA) y La Plata Cogeneración S.A. que son tenedoras del 24,4% y el 75,6% de RPE Distribución S.A. respectivamente. Además, HPDA tiene el control de Hidrodistribución S.A.



Universidad de
SanAndrés

Conformación del Mercado eléctrico

La ley 24.065, actualmente vigente, estableció la conformación del mercado eléctrico post privatizaciones definiendo los siguientes actores:

- **Generadores:** Se concibió una actividad de riesgo sometida a las condiciones de mercado¹ a fin de abastecer la demanda al menor costo posible con libre entrada y salida de competidores aunque por el tipo de actividad, con altas barreras naturales al ingreso y egreso. De todos modos, al ser una actividad asociada a la prestación de un servicio público fue regulada en ciertos aspectos (prohibición a participar de manera mayoritaria en actividades de distribución y transporte y requisitos de abastecimiento en el caso de la generación hidroeléctrica).
- **Transportistas:** Encargados de vincular a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios. Por ley fue concesionada y regulada debido a las particularidades técnicas que requieren economías de escala a fin de lograr una mayor eficiencia. Las características más destacables de la regulación son las siguientes:
 - ✓ Tarifas reguladas.
 - ✓ Obligación de brindar libre acceso a la capacidad de transporte existente a todos los usuarios.
 - ✓ Prohibición a la compra y venta de energía para terceros (su actividad sólo se limita a cobrar el peaje que corresponde al uso de la red por parte de los generadores hacia los distribuidores).
 - ✓ Cumplimiento de un régimen de calidad y el compromiso de expandir la red.
- **Distribuidores:** La ley definió la distribución como un servicio público, por lo tanto sujeta a regulaciones y concesiones entre las que se destacan:
 - ✓ Derechos monopólicos en su área de concesión y como contrapartida, obligación de suministro dentro de la misma.
 - ✓ Concesión por 95 años.
 - ✓ Tarifas reguladas compuestas de los siguientes conceptos:
 - **Costo de energía:** precio de la energía en el MEM, el cual se compone del costo de la generación y el transporte². Conceptualmente para Edesur este componente constituye un *pass through*³ el cual pretende

¹ La generación más barata desplaza a la más cara.

² Las distribuidoras compran la energía a CAMMESA y la distribuyen a los usuarios. Cada distribuidora paga a CAMMESA por la energía que compró con el tiempo suficiente para cobrar al usuario y cancela lo facturado. En el caso de EDESUR dicho plazo de pago es de aproximadamente 40 días con posterioridad al consumo.

³ El costo de compra de la energía se traslada directamente al valor de la tarifa pagada por los usuarios finales del servicio. No significa un incremento de VAD para los distribuidores, es decir que cualquier incremento en el precio de la energía no significa en ningún caso un aumento en las disponibilidades de Edesur (sólo tiene un pequeño impacto temporal de tener el dinero desde que es cobrada la factura de energía por parte de los clientes y el pagada la energía a CAMMESA).

aislar la actividad de distribución el costo de la compra y venta de energía.

- **Valor Agregado de Distribución (VAD)**: remuneración por la actividad de distribución el cual debe compensar⁴:
 - Los costos de administración y los comerciales.
 - Las pérdidas de energía estándares de distribución.
 - Las inversiones y los costos de operación y mantenimiento.
 - La rentabilidad de la distribuidora⁵.
 - **Impuestos**: definidos por la autoridad gubernamental.
- ✓ Obligación de cumplir con un nivel de calidad técnica (nivel de tensión, oscilaciones, frecuencia y duración de cortes) y un estándar de calidad de servicio comercial (plazos de conexión, rehabilitación, errores de facturación y reclamos).
- **Grandes Usuarios**: Son usuarios finales que, cumpliendo con ciertos parámetros establecidos por la Secretaría de Energía, contratan el abastecimiento eléctrico directamente a los generadores, abonando a las distribuidoras un monto en concepto de peaje por la utilización de sus redes. Los grandes usuarios pactan libremente su precio de abastecimiento en el mercado.
 - **Secretaría de Energía de la Nación**: Autoridad gubernamental responsable de la política energética. Tiene por funciones regular la industria, promover la protección ambiental y el desarrollo de nuevas fuentes de producción eléctrica.
 - **Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica (ENRE)**: Ente autárquico encargado de controlar el cumplimiento de lo estipulado en los contratos de concesión e imponer sanciones en caso que correspondan. Adicionalmente, es responsable de establecer las bases para el cálculo de las tarifas, controlar su aplicación y promover la competitividad dentro del sector.
 - **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)**: Empresa de capitales mixtos encargada de administrar y organizar el despacho de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) definiendo los precios en el mercado spot, fue creada en pos de optimizar los recursos a través de la maximización de la calidad y la minimización de los costos. Adicionalmente, tiene a su cargo la importación y exportación de energía.

CAMMESA se encuentra conformada por las siguientes asociaciones:

⁴ Según lo definido en la ley, el VAD se actualizaría semestralmente con índices de inflación de Estados Unidos. y debía ser revisado periódicamente cada 5 años.

⁵ En función a lo estipulado en los artículos 40 y 42 de ley, las distribuidoras debían obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional y/o internacionalmente.

- ✓ AGEERA: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- ✓ ATEERA: Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- ✓ ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- ✓ AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- ✓ Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

La Secretaría de Energía, el ENRE y CAMMESA constituyen el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).



Universidad de
SanAndrés

Situación actual del sector

La Ley de Emergencia Económica y el consiguiente congelamiento tarifario en las áreas concesionadas en la CABA y GBA ha generado un desequilibrio en todo el sector energético caracterizado por una fuerte disparidad entre los precios pagados por la demanda (los cuales han permanecido prácticamente estáticos) y los costos requeridos para llevar adelante la actividad (fuertemente crecientes). Las nuevas definiciones de la ley significaron prácticamente la ruptura de los contratos originariamente firmados.

En el caso de la generación, luego de la crisis del 2001 se estableció un tope al precio spot de la energía en el MEM⁶ lo cual afectó el margen de las empresas reduciendo fuertemente los incentivos de ingreso a la industria⁷. Por otro lado, esta situación provocó que la matriz productiva mute hacia un incremento en la participación de la generación térmica (tecnología menos capital intensiva pero con mayores costos variables por combustibles) en detrimento de la generación hidroeléctrica (más capital intensiva y bajos costos variables)⁸. Como resultado, la brecha entre la capacidad de generación y la demanda de potencia se fue ajustando cada vez más poniendo en situación de riesgo el abastecimiento energético. Adicionalmente, la mayor utilización de gas oil impactó de manera directa y significativa en los costos reales del sistema disminuyendo significativamente el margen de ganancia.

El transporte al igual que la generación sufrió las consecuencias de tener que adecuar el servicio a los ingresos percibidos en un contexto de costos crecientes. A partir del año 2011 el sector comenzó a recibir desembolsos de fondos por parte de Cammesa en reconocimiento de los mayores costos de transmisión quedando la actividad dependiente de estas transferencias las cuales no han sido cumplidas por parte del gobierno en tiempo y forma haciendo más vulnerable al sector.

Lo mismo sucedió en la Distribución, con un impacto más pronunciado en las empresas bajo regulación federal (CABA, GBA, La Plata y alrededores) donde se definió un precio tope al usuario final mientras que los costos continuaron fuertemente en aumento. Si bien se llevaron adelante algunas políticas en torno a subsanar la situación de las distribuidoras (creación del fondo de estabilización, subsidios a la compra de energía y el PUREE⁹, entre otras) no se ha logrado equiparar la situación respecto al resto del país

Esta situación se observa claramente al analizar las tarifas que se pagan a nivel nacional. A nivel país, todas las empresas pagan exactamente lo mismo por la generación de energía variando levemente el transporte (que se paga por kilómetro recorrido) con lo cual lo que hace

⁶ Se tomó como referencia el precio promedio del sector generación considerando la producción a gas natural.

⁷ La ley de privatizaciones había considerado a la generación sujeta a las reglas del mercado con lo cual la energía más barata desplazaba a la más cara. El establecimiento de un precio máximo y con costos crecientes redujeron los incentivos para ingresar al sector.

⁸ Durante los años 90 la generación térmica se caracterizó fundamentalmente por la utilización de gas natural con el uso complementario de combustibles líquidos y carbón. A partir del 2003, las mayores necesidades de gas en el período invernal dieron como resultado la introducción de fuel oil y finalmente a partir del 2007, con la mayor escasez de gas natural se introduce el gas oil, mucho más caro que el resto de las fuentes energéticas que para las usinas, el 99% resulta ser importado.

⁹ El PUREE es el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica que tiene como objetivo generar incentivos a la reducción del consumo eléctrico a partir de un mecanismo de bonificaciones (para quienes consumen menos) y cargos adicionales (para quienes consumen más).

variar el precio a pagar por los usuarios finales es el costo de la distribución¹⁰. Ésta situación ha generado una gran disparidad en los ingresos percibidos por las empresas de la CABA y GBA en relación con el resto del país¹¹ (Ver anexo I).

Según el Informe Tarifario 2015 de FUNDELEC, para un consumo promedio de 500 KWh, las distribuidoras de la CABA y GBA reciben poco más de \$37¹². Mientras que en el resto del país oscila entre los \$80 y \$280. Considerando el promedio de todas las distribuidoras del interior, se llega a un importe de \$177 lo cual resulta casi cinco veces más lo percibido por EDENOR y EDESUR.

Con la asunción del nuevo gobierno se presenta un cambio de paradigma. En enero de 2016 se declaró la Emergencia Energética¹³ y a través del recientemente creado Ministerio de Energía y Minería se emitieron una serie de Resoluciones a fin de comenzar un proceso de recomposición tarifaria. Entre las medidas más destacadas se encuentran las siguientes:

- Incremento a partir de febrero de 2016 en las tarifas pagadas por los usuarios finales lo que implica:
 - El incremento en el precio de la energía en el MEM con el consecuente impacto en los ingresos de las generadoras¹⁴ (este aumento impacta en todo el país).
 - El incremento del VAD para las distribuidoras de CABA y GBA.
- Quita de subsidios en aquellas zonas habitacionales de mayor poder adquisitivo¹⁵.
- Eliminación del PUREE.
- Cierre del FOCEDE (Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica) y constitución de una cuenta especial a fin de administrar los fondos estipulados en la Resolución 347/12¹⁶.
- Instrucción al ENRE para que efectúe la RTI antes del 31 de diciembre de 2016.

Con todas estas medidas, se espera un impacto positivo en los ingresos de la compañía (primer reconocimiento de tarifa vía aumento de VAD desde el año 2008) conduciéndose progresivamente a una recomposición de la ecuación económico-financiera de la compañía¹⁷.

En el anexo II se puede acceder a mayor detalle del contenido del Acta Acuerdo y las últimas Resoluciones y Decretos emitidos en materia energética.

¹⁰ Los impuestos también pueden ser significativos según la jurisdicción.

¹¹ Los subsidios que se aplican desde Nación alcanzan los valores que se cobran desde a todas las distribuidoras del país porque, justamente, no subsidian la distribución a los usuarios finales sino la generación y el transporte en alta y por distribución troncal.

¹² Libre de impuesto y sin aplicar el fondo estacional que equilibra los importes de todo el año.

¹³ Hasta el 31 de diciembre de 2017.

¹⁴ Se estableció un plan de verano hasta abril momento en el cuál se reverán nuevamente los costos.

¹⁵ Se mantendrán tarifas sociales para los sectores de menores recursos.

¹⁶ Cobro de un monto fijo en la factura destinado a la conformación de un fondo (administrado por el FOCEDE) destinado a la realización de obras específicas.

¹⁷ Según lo anunciado por el gobierno, se espera un incremento escalonado en las tarifas desde febrero 2016 hasta comienzos del 2017. Junto con el cobro del servicio de manera mensual (en lugar de bimestral como ha sido hasta ahora).

Análisis de la compañía

A continuación se describen los aspectos más sobresalientes de la empresa desde el inicio de la concesión en el año 1992 hasta el año 2015.

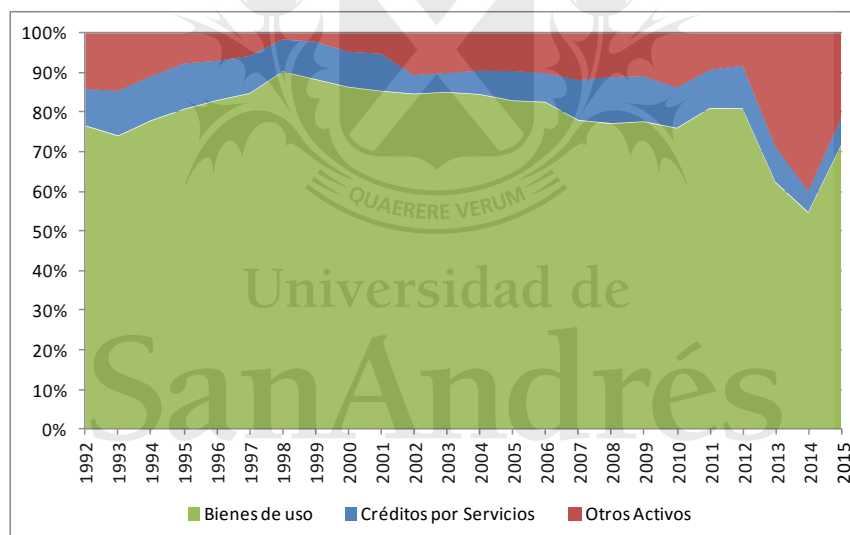
Composición del Balance

Activos

La composición del activo de la compañía se caracteriza por la preponderancia de los activos no corrientes dentro de los cuales, el 80% corresponde a Bienes de uso lo cual resulta lógico para el tipo de actividad que desarrolla la compañía.

La parte restante del se conforma por los Créditos por Servicios que representan alrededor del 10% del activo total y el restante 10% son otros activos corrientes y no corrientes.

Gráfico 1 - Composición Porcentual del activo



En el gráfico se observa que históricamente los bienes de uso han sido el componente más importante del activo. Sin embargo, durante los tres últimos años, se observa un crecimiento del rubro “Otros Créditos” (incluidos en el gráfico dentro de “Otros Activos”) debido al reconocimiento contable de los mayores costos incurridos por la compañía desde Mayo 2007 a diciembre 2014 lo cual generó el reconocimiento de un crédito contable aumentando el valor de este rubro.

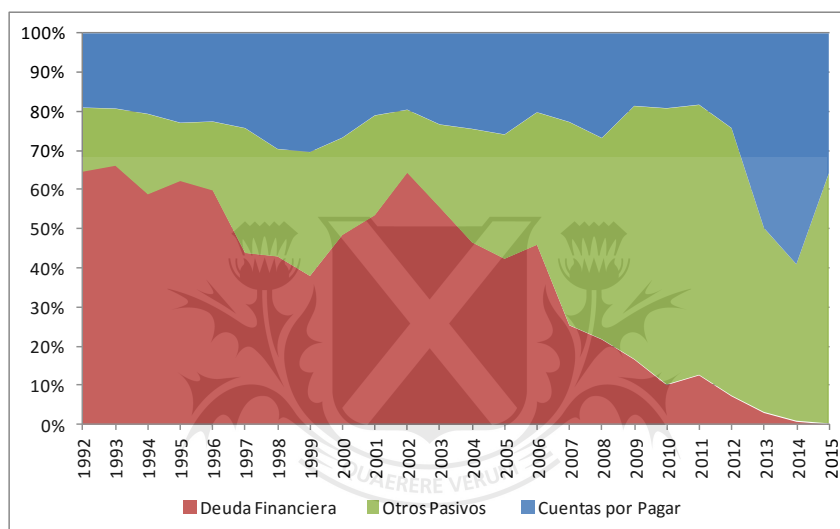
Pasivos: Deuda y Patrimonio neto

Respecto a la financiación del activo, la compañía ha mostrado desde el inicio de la concesión y hasta el año 2008 una relación de aproximadamente un 30% de deuda respecto a un 70% de patrimonio. Sin embargo, debido a la difícil situación económica y financiera del sector, desde el año 2009 la tendencia comenzó a revertirse significativamente debido a la reducción del

patrimonio (por absorción de resultados negativos) y el incremento del financiamiento “espontáneo”¹⁸ con terceros; principalmente deuda por compra de energía con CAMMESA y en menor medida por extensión del plazo de pago a proveedores y contratistas. En el año 2011, un 69% del activo total era financiado con Pasivo mientras que para fines del 2014 este porcentaje se incrementó al 97% (del cual el 83% lo constituyeron pasivos de corto plazo).

En cuanto a la composición histórica del pasivo, los rubros más importantes han sido las Cuentas por Pagar y la Deuda Financiera. El resto de los componentes del pasivo se exponen el Otros Pasivos.

Gráfico 2 - Composición Porcentual del Pasivo



Lo más destacable es el marcado descenso de la deuda financiera bancaria que, en el año 2002 representaba el 64% del pasivo total mientras que en el año 2015 sólo representa un 0,1%. Esta reducción se debe principalmente a la falta de confianza que existe en el mercado financiero respecto a que la empresa esté en condiciones de afrontar los vencimientos de deuda producto de la situación que afecta al sector. Como resultado, la empresa ha tenido que recurrir a fuentes de financiamiento alternativas principalmente el postergamiento de pago a proveedores y contratistas y el no pago de la energía adquirida a CAMMESA.

Respecto a las Cuentas por Pagar, el promedio histórico hasta el año 2012 fue de aproximadamente un 23% sobre el pasivo total. Sin embargo durante los últimos tres años se observa un marcado incremento (superando el 50%) debido fundamentalmente a lo comentado precedentemente en relación al diferimiento que, desde junio 2012 la compañía comenzó a realizar en las compra de energía a CAMMESA¹⁹. Adicionalmente, como consecuencia del deterioro en la caja, se procedió a posponer el pago a proveedores y contratistas lo cual incrementó el monto de las partidas a exponer en las cuentas por pagar.

¹⁸ Este financiamiento no es acordado con los proveedores por lo tanto el concepto de “espontáneo” no es debido a una política de capital de trabajo sino impuesto por la compañía que tiene necesidades de caja que impiden con el cumplimiento de todas las obligaciones en tiempo y forma.

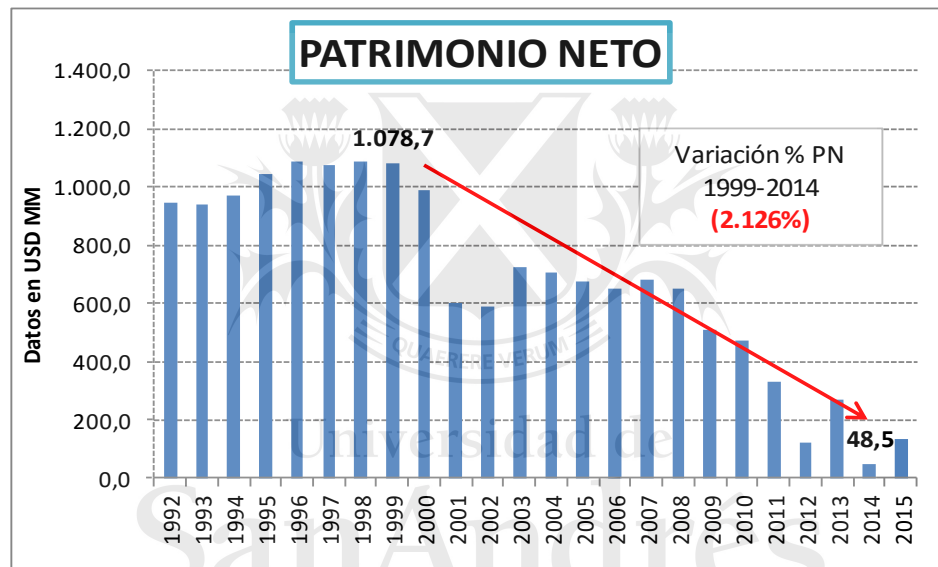
¹⁹ En el año 2012 fue pagado el 81% de las facturas vencidas por energía mientras que para el 2013 sólo se canceló el 31% y finalmente en el 2014 únicamente el 2%. En julio 2015 fue compensada la deuda existente entre MMC y PUREE. A partir de entonces, en función a lo establecido en la Resolución 32/2015 las facturas de energía fueron canceladas en cada oportunidad correspondiente.

Esta situación puede comprobarse a partir del análisis del promedio de días de cuentas a pagar que, sobre un promedio histórico de 59 días hasta el año 2011, se pasó a: 106 días en el año 2012, 233 días en el 2013 y 419 días en el año 2014. Producto de las compensaciones realizadas en la deuda de energía en el año 2015, el promedio de los días de las cuentas por pagar cae a 198 días.

Por último, respecto a los Otros Pasivos, están constituidos principalmente por las deudas sociales y fiscales, las previsiones, las multas y la deuda por PUREE²⁰.

Respecto al patrimonio neto, se observa que desde el año 1999, si bien con variaciones intermedias, la tendencia ha sido fuertemente a la baja. El motivo principal de esta variación ha sido la absorción de resultados negativos.

Gráfico 3 - Evolución del Patrimonio Neto



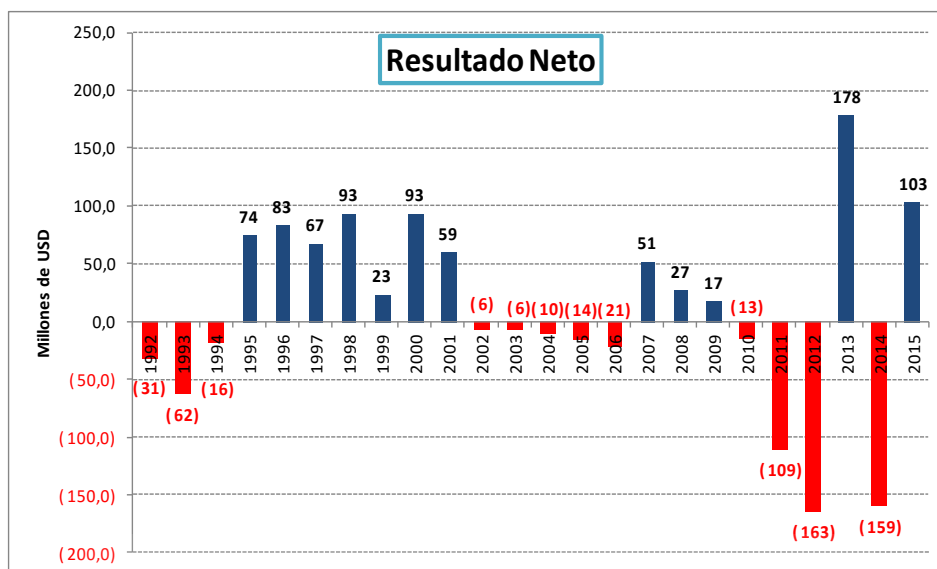
En el anexo III, se encuentra un detalle histórico de los principales componentes del Balance.

Análisis de Resultados

Del análisis del resultado neto, se puede inferir cómo la salida de la convertibilidad con la consecuente sanción de la Ley de Emergencia económica que marcó el inicio del congelamiento de tarifas, ha afectado la situación económica de la compañía.

²⁰ En su concepción, los fondos excedentes entre castigos y bonificaciones debían ser depositados en un Fondo Estacional para la estabilización de los precios de la energía eléctrica por este motivo formaban parte del pasivo. Sin embargo posteriormente, la Subsecretaría de Energía dispuso que se dedujeran de los excedentes del PUREE los mayores costos según la metodología del MMC (aprobados por el ENRE) devengados y no trasladados a tarifa. Sin embargo, debido que el ENRE recién en mayo año 2013 comenzó a aprobar los valores del MMC hasta dicho mes estos montos excedentes formaron parte del pasivo de la compañía. A partir de mayo de 2013, el ENRE comenzó a aprobar los valores de los MMC de manera tal que la deuda se redujo del año 2012 (\$ 1.100 MM) a 2014 (\$ 8 MM).

Gráfico 4- Evolución del Resultado Neto



Edesur tomó la concesión de la compañía en septiembre de 1992²¹ y durante los dos primeros períodos de gestión se obtuvieron resultados negativos principalmente por mayores costos por reducción de la estructura de personal y gastos de organización.

El período comprendido entre los años 1995 y 2001 representó la fase del negocio en la cual el servicio se prestó en condiciones rentables²².

A partir del año 2002, la pesificación y congelamiento de las tarifas impactaron directamente en la ecuación económica-financiera de la empresa. Los resultados positivos que se han presentado del 2002 en adelante siempre estuvieron asociados al reconocimiento de mayores costos y en menor medida, a reconocimientos tarifarios según se comenta a continuación²³:

- En febrero 2007, el ENRE²⁴ puso en vigencia el régimen tarifario de transición establecido por el Acta Acuerdo aplicable a los consumos a partir del 1° de noviembre de 2005 lo cual significó un incremento del 28% en el VAD²⁵. Adicionalmente, dispuso la compensación del incremento de los costos propios de distribución para los períodos mayo 2005 a abril 2006 y mayo 2006 a abril 2007 vía incremento de tarifa y compensación con los fondos excedentes del PUREE respectivamente.
- En 2008, el ENRE²⁶ autorizó la aplicación en tarifa de un incremento del 18% en el VAD, que reconoció los incrementos en los costos propios de distribución por el período

²¹ El primer resultado es parcial solamente por los 3 meses de gestión de la compañía.

²² En 1999, el resultado estuvo fuertemente influenciado por la interrupción del servicio en un sector de la Capital Federal, a raíz de una falla en instalaciones de la Subestación Azopardo. Como consecuencia de este incidente, que afectó al 7% de la clientela de la Compañía, EDESUR sufrió pérdidas económicas que afectaron negativamente los resultados del ejercicio y que, en su mayor parte, estuvieron destinadas al pago de resarcimientos y bonificaciones a los clientes afectados. Las utilidades de 1999 se redujeron a \$22,9 MM, sufriendo una disminución del 75% respecto de las utilidades del período anterior (\$93.2 MM).

²³ Ninguno de los puntos mencionados tiene impacto en términos de caja, es decir, solo tienen impacto en resultados contables.

²⁴ A través de la Resolución N° 50/2007.

²⁵ Cabe consignar que el aumento en la tarifa media no fue superior al 15% y que del mismo quedaron exceptuados los clientes residenciales

²⁶ A través de la Resolución N° 324/2008.

mayo 2006 a octubre 2007. Adicionalmente, en octubre del mismo año, se aplicó un nuevo Cuadro Tarifario pero esta vez, no estuvo destinado a incrementar la remuneración de la Compañía. El mismo fue resultado del aumento del precio estacional de la energía dispuesto por la Secretaría de Energía, con el objeto de reducir los subsidios que el Estado Nacional realiza al mercado eléctrico mayorista a través de CAMMESA.

- En 2009, no hubo reconocimientos tarifarios.

A partir del 2010, los resultados vuelven a caer producto de la fuerte presión inflacionaria sobre los costos (principalmente personal, proveedores y contratistas) manteniéndose congeladas las tarifas pagadas por los usuarios finales. Si bien en el año 2013, se observa el resultado neto más alto en la historia de la compañía, el mismo vuelve a ser resultado del reconocimiento contable de mayores costos (período mayo 2007 a septiembre 2013) sin generar los mismos, ningún impacto en términos de caja ni modificaciones en los cuadros tarifarios vigentes.

A la fecha, los últimos reconocimientos por el incremento en los costos propios de distribución (MMC no trasladados a tarifa) han sido los siguientes:

- Mayo 2013²⁷, compensó el período mayo 2007 a febrero 2013.
- Noviembre 2013²⁸, compensó el período marzo 2013 a septiembre 2013.
- Junio 2014²⁹, compensó el período octubre 2013 a marzo 2014.
- Octubre 2014³⁰, compensó el período abril 2014 a agosto 2014.
- Diciembre 2014³¹, compensó el período septiembre 2014 a diciembre 2014.

Con los anteriores reconocimientos, al 31 de diciembre de 2014, las obligaciones de la compañía por deudas correspondientes al PUREE quedaron totalmente saneadas.

Finalmente, la Secretaría de Energía dispuso que, con los saldos remanentes de la compensación MMC vs PUREE, se instruya a CAMMESA a emitir liquidaciones de venta favor de Edesur a fin de compensar las deudas por compra de energía.

En el anexo IV se muestra el detalle de la evolución histórica del Estado de Resultados.

²⁷ Resolución Nro. 250.

²⁸ Nota Secretaría de Energía 6852.

²⁹ Nota Secretaría de Energía 4012.

³⁰ Nota Secretaría de Energía 486.

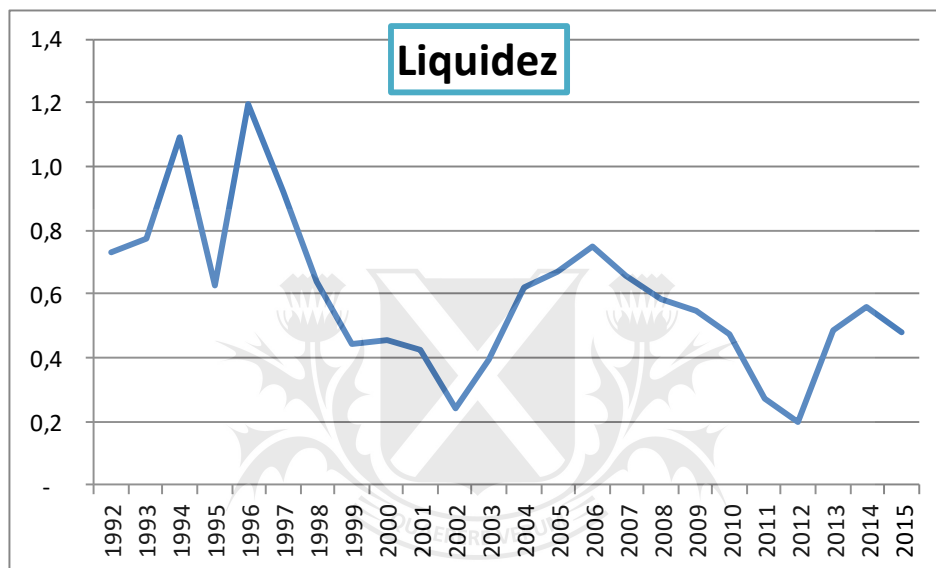
³¹ Nota Secretaría de Energía 1136.

Variables del negocio y ratios financieros

Índice de liquidez

Este índice que muestra la capacidad de la empresa para afrontar las obligaciones de corto plazo se ha encontrado la mayoría de los años por debajo de la unidad en un promedio histórico de 0,6.

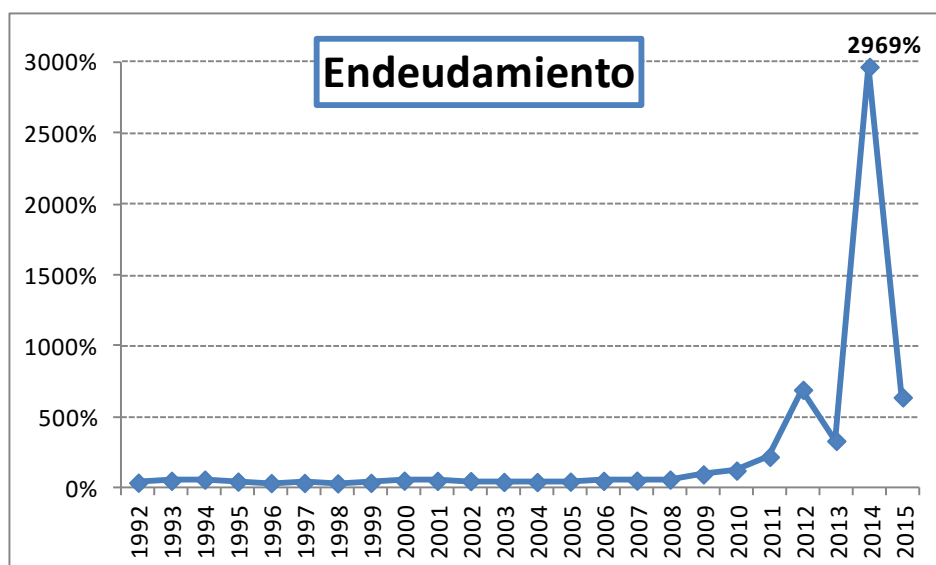
Gráfico 5 - Evolución del índice de liquidez



Índice de endeudamiento

Este indicador nos dice que porcentaje representa la deuda sobre el patrimonio de los accionistas.

Gráfico 6 – Evolución Índice de Endeudamiento



El gráfico muestra claramente como la empresa se encuentra gravemente endeudada. Si bien hasta el 2008 la relación se mantuvo estable (en niveles de 47%) en los años siguientes experimenta un crecimiento excepcional el cual resulta extraordinariamente alto en el año 2014.

Cuadro 2 – Evolución índice de endeudamiento

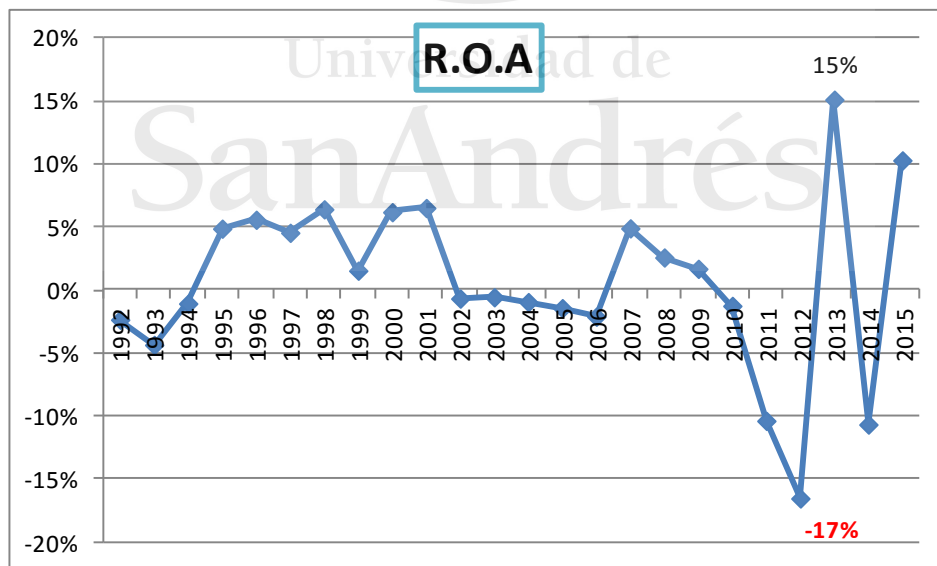
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
97%	124%	221%	693%	333%	2969%	640%

El incremento del endeudamiento se explica por dos motivos la disminución del patrimonio por absorción de resultados negativos y el incremento del pasivo producto de la deuda con Cammesa y con los proveedores y contratistas. La disminución en 2015 se debe a las compensaciones efectuadas en la deuda con Cammesa que redujo el monto del pasivo.

Rendimiento del Activo (ROA)

El retorno del activo ha sido muy variable a lo largo de los años principalmente durante los últimos donde el valor del índice se ve afectado por los reconocimientos de los mayores costos incurridos sobre los ingresos por lo cual este indicador no resulta muy representativo del real rendimiento de los activos de la empresa debido al desfase existente entre el reconocimiento del ingreso con respecto a los activos utilizados para generarlos.

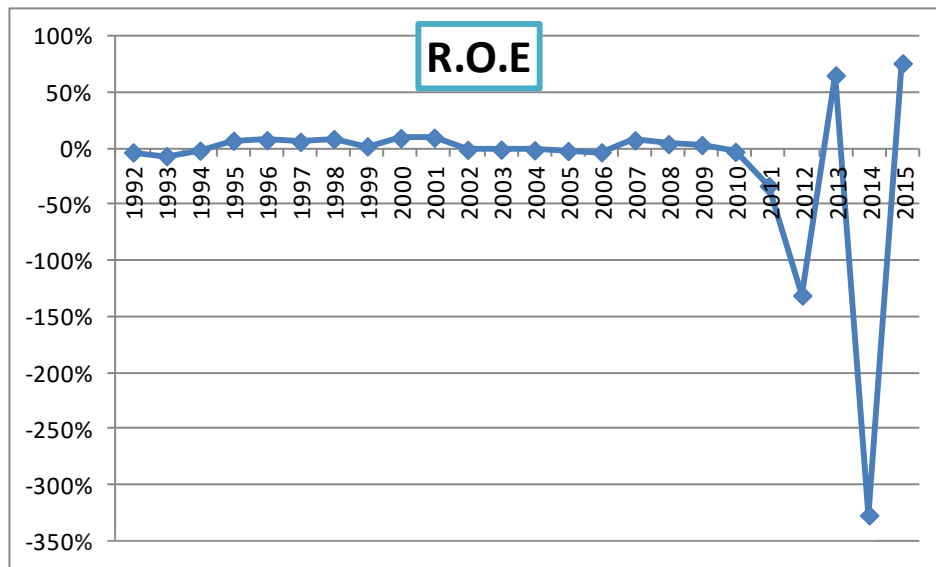
Gráfico 7 - Evolución del ROA



Rendimiento del Patrimonio

Este indicador posee la misma desventaja que el ROA debido a que su valor se ve influenciado por los reconocimientos de los costos en los ingresos de Edesur.

Gráfico 8 - Evolución histórica ROE

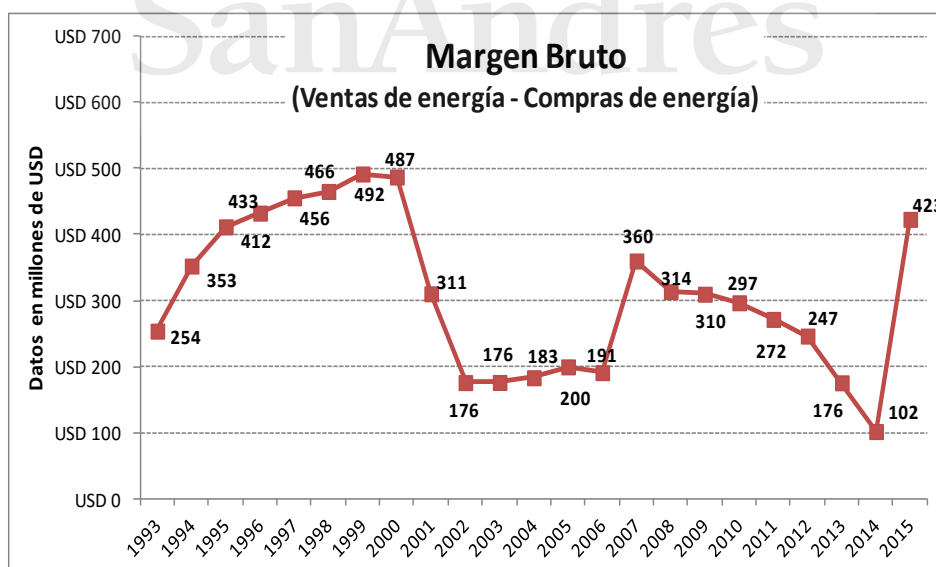


Las fuertes variaciones de los últimos años (2011 – 2015) se deben a resultados negativos junto con patrimonios pequeños (producto de la absorción de estos resultados) y resultados positivos con pequeños patrimonio debido al reconocimiento de los mayores costos.

Margen bruto

El margen bruto representa el monto de plata que queda remanente una vez pagada la energía para afrontar el resto de los gastos necesarios para llevar adelante la actividad.

Gráfico 9- Evolución margen bruto



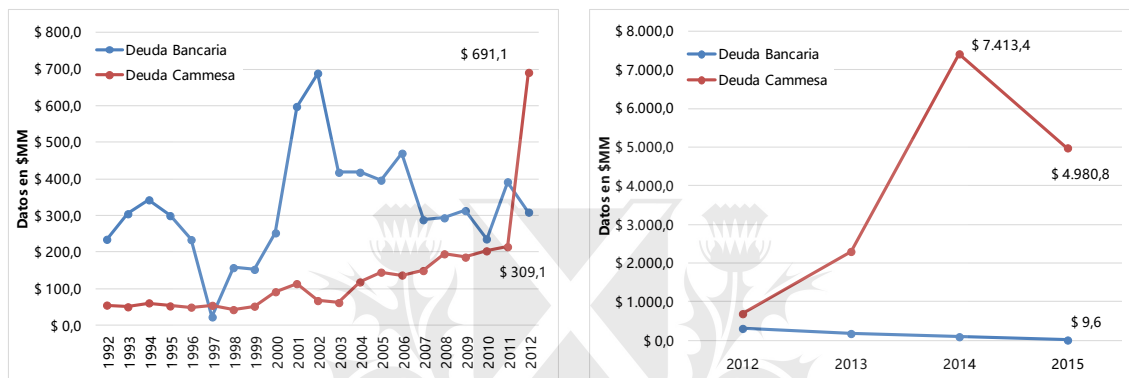
En el grafico se puede ver como el congelamiento de las tarifas provoco una caída en el margen de ganancias. En el año 2007 pega un salto por el reconocimiento tarifario al igual que

en 2015 donde por la Res. 32/2015 se compensaron (vía transferencias de Cammesa) las tarifas por variabilidad en los costos (no ajuste de VAD).

Deudas

Resulta relevante analizar la estructura de la deuda de la empresa debido a que desde el año 2011 producto de la delicada situación de caja se comenzaron a utilizar formas alternativas de financiamiento retrasando los pagos a los proveedores y contratistas y, desde junio 2012 los pagos de energía los cuales fueron prácticamente nulos durante 2013 y 2014.

Gráfico 10 - Evolución de las deudas



Desde el año 2011 comenzó la caída constante de la deuda bancaria siendo al 31 de diciembre de 2015 de solamente \$9,6MM. Inversamente, la deuda con Cammesa fue cada año en aumento alcanzando su pico en el año 2014. En el año 2015 se produce una caída como resultado de las compensaciones efectuadas luego del reconocimiento de los mayores costos y la utilización de los fondos excedente procedentes de la compensación MMC /PUREE a la compensación de la deuda de energía con Cammesa.

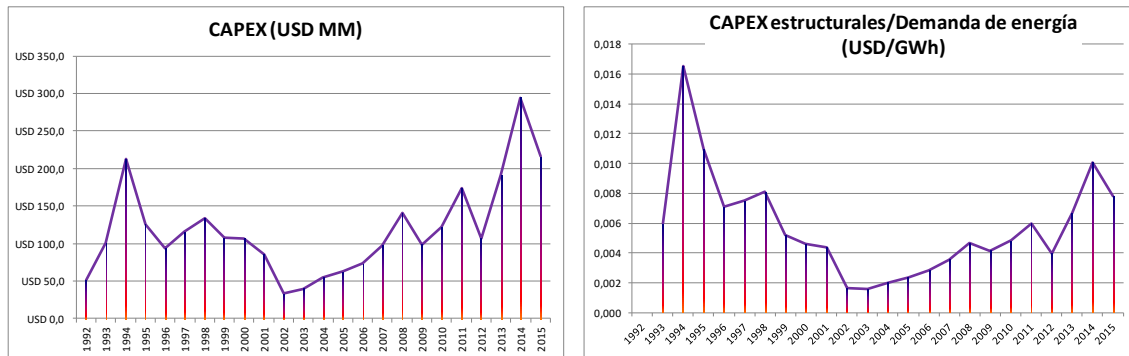
CAPEX

A pesar de la delicada situación de caja, la empresa ha realizado inversiones significativas, alcanzando en el 2014 el importe más importante desde la toma de posesión de la empresa. Sin embargo, analizando el monto invertido por GWh demandados se puede observar que en promedio en los últimos 7 años no se llega a invertir en promedio el mismo monto por GWh que durante los años 1994 a 2000 en los cuales el servicio no presentaba las deficiencias técnicas que se sobrellevan en estos tiempos.

Para el cálculo de los CAPEX/GWh sólo se consideraron los CAPEX estructurales que son aquellos destinados a ampliar la capacidad de demanda en contraposición a los CAPEX de mantenimiento que sirven para la mantención de capacidad existente.

En los siguientes gráficos se exponen numéricamente lo mencionado anteriormente

Gráfico 11 – Evolución CAPEX



Flujo de fondos

En el anexo V se encuentra el detalle del Flujo de fondos histórico desde el inicio de la concesión.

Los datos más destacables son:

- Incremento de los costos por sobre el incremento de los ingresos (excepto para el año 2015 que hubo un incremento en los ingresos a consecuencia de lo definido en la Res. 32/2015).
- Capital de trabajo positivo producto del financiamiento con Cammesa (Contabilizado como una Cuenta a Pagar) y con proveedores.
- Inversiones crecientes en los últimos 3 años.
- Disminución de la deuda bancaria durante los últimos 4 años.
- No se han pagado dividendos desde el año 2009 (aún hay un saldo pendiente de pago no autorizado por el ENRE).

Modelo de Valuación

Un modelo de valuación es un mecanismo que relaciona una serie de inputs, (proyecciones internas de una compañía y de la economía en su conjunto) a fin de estimar su valor de mercado. Los mismos pretenden formalizar la relación que se espera que exista entre las diferentes variables introducidas en el modelo con el fin de que los resultados del mismo puedan ser validados.

Si bien existen en la literatura diversos modelos para realizar valuaciones, a los fines de este trabajo serán utilizadas las siguientes metodologías:

- *Flujo de fondos descontados*: Basada en el concepto de que un activo tiene valor en función al cash flow que se espera recibir por él en el futuro.

Para esta metodología se realizara una valuación inicial con utilizando para el cálculo de los inputs del CAPM datos del mercado Americano y otro análisis alternativo en el cual para el cálculo de las variables se tomaron los datos de empresas comparables de Latinoamérica³².

El flujo de fondos será efectuado en pesos corrientes con lo cual la tasa de descuento estimada en dólares será pasada a pesos en función de la tasa de inflación esperada.

- *Valuación por comparables*: Permite estimar el valor de una empresa que no cotiza en bolsa a partir de datos conocidos de otras empresas de similares características que si lo hacen. Tiene la facilidad de estimar rápidamente el valor de una compañía con la ventaja de constituir aproximaciones razonables

Flujo de fondos descontados

A fin de utilizar este método es necesaria la realización de los siguientes pasos:

1. *Proyectar el Free Cash Flow*: Proyección explícita de los flujos de fondos que se espera recibir en un futuro, es uno de los factores clave dentro del proceso de valuación. El free cash flow es el flujo que se espera recibir previo al pago de servicios de deuda y habiendo considerado las necesidades de reinversión (CAPEX).
2. *Determinar el valor residual*³³: Es el valor que se espera que genere el negocio con posterioridad al período explícito de proyección. En general suele calcularse por el método de la perpetuidad o utilizando múltiplos o empresas comparables. A los fines de este trabajo será utilizado el método de la perpetuidad.
3. *Estipular una tasa de crecimiento para el valor residual*: Es la tasa a la cual se espera que crezca el valor residual a perpetuidad. Debido a las características del negocio (el

³² Este análisis alternativo se encuentra al final del documento con posterioridad al análisis de escenarios y sensibilidad.

³³ Según la bibliografía consultada el valor residual puede ser encontrado como valor terminal o de continuidad.

crecimiento de la demanda es de tipo vegetativo), será utilizada una tasa de crecimiento constante³⁴.

4. Estimar la tasa de descuento: Será utilizado el costo promedio ponderado del capital (WACC). La modelo a utilizar para calcularla será el Capital Asset Pricing Model (CAPM) el cual será descripto más adelante.
5. Análisis de resultados: Estudio y conclusiones hallados en el proceso de valuación.

Valuación por comparables

En este caso los pasos a efectuar son los siguientes:

1. Análisis de la empresa objetivo: Identificación de las variables representativas que pueden ser utilizadas para la efectuar la comparación.
2. Selección de las empresas comparables: conformado por aquellas para las cuales coincidan el mayor número de características respecto de la empresa objetivo.
3. Cálculo de los variables de comparación: a partir de la información disponible de las empresas seleccionadas (por ejemplo Firm Value / EBITDA).
4. Cálculo del valor de la empresa: aplicando las variables halladas en las empresas similares a la empresa objetivo.

Universidad de
SanAndrés

³⁴ Otras formas de calcular el crecimiento del flujo de fondos a perpetuidad pueden ser en función a: a) El crecimiento que tuvieron los ingresos en el pasado (este criterio supone que el comportamiento pasado se repetirá en el futuro). Puede ser útil en empresas maduras y estables. b) La opinión de especialistas (por su carácter altamente subjetivo no es recomendable) y c) Aspectos fundamentales de la empresa, en este sentido se consideran las inversiones que realizará la empresa y los resultados esperados de las mismas.

Valuación por flujo de fondos descontados

Bases para la proyección de variables flujo

A continuación se detalla cómo han sido proyectadas las diferentes variables que componen el flujo de fondos de la compañía.

Como paso inicial y debido a la gran distorsión existente en la estructura de la ecuación económica y financiera de la compañía fueron analizadas las ganancias de empresas comparables de Latinoamérica con el fin de establecer un marco de ganancias razonable para Edesur. Según se estableció en los contratos de concesión las tasas de ganancias de las empresas distribuidoras debían ser comparables tanto nacional como internacionalmente.

Fueron analizados los balances de 12 empresas similares de Brasil, Chile y Perú. Se analizó la estructura de las ganancias obtenidas durante los últimos cuatro años hallándose que tanto interanualmente como entre los distintos países existía una concordancia en el nivel de ganancias obtenido. El siguiente cuadro muestra un resumen de los resultados obtenidos:

Cuadro 3 – Detalle de rentabilidades empresas Latinoamericanas

	RESUMEN LATAM			
	Mínimo	Máximo	Promedio	Desvío
Costos Directos	69,21%	83,80%	75,56%	5,28%
Utilidad Bruta	16,20%	30,79%	24,44%	5,28%
Gastos de Adm. y Com	4,79%	13,73%	8,37%	2,44%
Total de costos operativos	76,49%	91,81%	83,93%	5,01%
Utilidad operativa	8,19%	23,51%	16,07%	5,01%
Utilidad antes de impuestos	6,95%	22,71%	14,12%	4,74%
Utilidad Neta	5,77%	18,55%	10,76%	3,70%

Como se observa, existe una concordancia internacional en relación a los distintos niveles de ganancias demostrado por el pequeño desvío existente entre los datos analizados. En el anexo VI se expone el detalle de las empresas analizadas.

A fin de efectuar la valuación se toma como supuesto la situación de que una vez superadas las inconsistencias tarifarias, las ganancias de Edesur deberían estar alineadas a las ganancias de las empresas latinoamericanas. Asimismo se evaluó el rendimiento sobre los activos y sobre el equity que en promedio para los últimos 5 años y durante el 2015 que se muestran a continuación:

Cuadro 4 – ROA-ROE Empresas distribuidoras Latam

LATAM	ROA (PROM)	ROE (PROM)	ROA (2015)	ROE (2015)
BRASIL	6,7%	13,9%	5,0%	9,7%
CHILE	7,7%	8,1%	9,8%	9,7%
PERU	6,7%	9,6%	7,2%	9,1%
PROMEDIO	7,0%	10,5%	7,3%	9,5%

A continuación se detalla cómo fueron proyectados los distintos componentes del flujo de fondos a fin de realizar la valuación de Edesur.

Variables del negocio

- Ingresos por servicio (\$MM): Ventas de energía (en GWh) por el precio teórico de venta de energía (\$/GWh).
- Precio teórico de venta de energía (\$/MWh): Para el escenario base se consideró el precio promedio de venta durante el período (1995 – 2000) multiplicado por el tipo de cambio esperado para cada año³⁵. Se consideró el promedio de esos años debido a que fueron aquellos en los cuales la actividad de la compañía fue rentable, el servicio prestado cumpliendo con las condiciones estipuladas en los contratos y en condiciones técnicamente eficientes. Este valor es similar al promedio del precio pagado en los países de Latinoamérica con tarifas más bajas (ver análisis de escenario). El precio es modelado en los diferentes escenarios planteados; siempre considerando los precios relativos en Latinoamérica.
- Ventas de energía (GWh): Ventas de energía (en GWh) del año inmediatamente anterior multiplicadas por el crecimiento de las ventas de energía esperadas para cada año.
- Crecimiento de las ventas de energía (%): Promedio simple del crecimiento de las ventas de energía de los últimos 10 años (2006-2015).
- Compras de energía (\$MM): Calculado como diferencia a partir del beneficio operativo objetivo entre los ingresos y los costos (restados los otros costos directos de explotación y los gastos comerciales y de administración). Se efectúa el supuesto de que cualquier ajuste requerido a fin de que las distribuidoras alcancen el rendimiento planteado como objetivo se hará vía subsidio a la generación.
- Margen Bruto (\$MM): Ingresos por servicio menos las compras de energía.
- Otros costos Directos de explotación (\$MM): OPEX³⁶ (sin considerar las compras de energía) más las amortizaciones³⁷. Estos OPEX fueron estimados como los OPEX del año inmediato anterior incrementado por el porcentaje de la pauta salarial esperado para ese año (constituyen principalmente mano de obra).

³⁵ Se multiplica por el tipo de cambio debido a que en dicho período las tarifas estaban dolarizadas (por paridad cambiaria). A fin de evitar las distorsiones los precios fueron deflactados por la inflación de Estado Unidos y el tipo de cambio multilateral.

³⁶ Operative Expenditures.

³⁷ Las amortizaciones se suman ya que no significan un egreso de fondos.

- Amortizaciones (\$MM): Stock de bienes de uso del año inmediatamente anterior multiplicado por el porcentaje promedio estimado a amortizar por el porcentaje estimado a imputar al costo de explotación³⁸.
- Margen Operativo (\$MM): Ingresos por servicio proyectados por el porcentaje de rentabilidad objetivo correspondiente al promedio de las empresas latinoamericanas según se explicó anteriormente (supuesto de valuación).
- Gastos de administración y comercialización (\$MM): OPEX estimados para cada año (sin considerar el costo de la energía), multiplicados por el promedio histórico que representaron los gastos de administración y comercialización sobre el total del OPEX; más el monto de depreciaciones³⁹.
- Depreciaciones (\$MM): Stock de bienes de uso del año inmediatamente anterior multiplicado por el porcentaje promedio estimado a depreciar por el porcentaje estimado a imputar a los gastos de administración y comercialización⁴⁰.
- EBITDA (\$MM): Margen operativo menos los gastos de administración y comercialización.
- Variación de Capital de Trabajo (\$MM): cambios patrimoniales de las siguientes cuentas:
 - Cuentas del activo corriente: Créditos por servicio, Inventarios y Otros créditos. La estimación de los montos fue efectuada a partir del cálculo de la rotación en días (calculados en función de los ingresos) y aplicando los días estimados promedios en los ingresos proyectados para cada año.
 - Cuentas del pasivo: Cuentas por pagar, Deudas sociales y Fiscales y Otros Pasivos. La estimación de los montos fue efectuada a partir del cálculo de la rotación en días (calculados en función de los costos) y aplicando los días estimados promedios en los costos proyectados para cada año.
- Impuesto a las Ganancias (sin financiación \$MM): 35% del valor del EBIT. El monto efectivamente a pagar dependerá del escudo fiscal que genere el endeudamiento.
- Cash flow de Actividades operativas (\$MM): EBITDA mas la variación en el capital de trabajo y el impuesto a las ganancias (sin financiación).
- CAPEX (\$MM): el monto se estimó en función a los CAPEX estructurales/GWh demandados que se invirtieron entre los años 1995-2000 período en el cual la empresa obtuvo ganancias y el servicio fue prestado en condiciones de eficiencia (medido en términos de duración y frecuencia de los cortes)⁴¹; se los multiplico por el tipo de

³⁸ Para ambas estimaciones se consideró el promedio histórico de los últimos 10 años debido a que ambos porcentajes (el total amortizado y el porcentaje aplicado al costo de explotación) han tenido un comportamiento histórico estable.

³⁹ El monto de las depreciaciones se suman ya que no significan un egreso de fondos.

⁴⁰ Para ambas estimaciones se consideró el promedio histórico de los últimos 10 años debido a que ambos porcentajes (el total amortizado y el porcentaje aplicado al costo de explotación) han tenido un comportamiento histórico estable. Es el complemento del monto imputado al costo de explotación.

⁴¹ Debido a que durante dicho período las tarifas estaban dolarizadas y el contexto histórico presentaba inflación en los Estados Unidos, deflación en Argentina y el peso estaba apreciado los montos de cada año fueron deflactados por la inflación (Argentina vs USA) y el tipo de cambio multilateral a fin de eliminar estas distorsiones.

cambio proyectado y luego por la demanda en GWh estimados para cada año. Para el cálculo de se tomaron únicamente los montos correspondientes a las inversiones estructurales ya que son aquellas destinadas a ampliar/mejorar la calidad de servicio.

El monto total de CAPEX fue aplicado a expansión y mantenimiento en función de los promedios históricos y se modela en los diferentes escenarios.

- Cash flow de las actividades de inversión (\$MM): Sumatoria de los CAPEX de expansión más los CAPEX de mantenimiento.
- Otros cambios en Activos y Pasivos (\$MM): Cambios en cuentas patrimoniales no consideradas en capital de trabajo ni en otra línea específica del flujo de fondos.
- Flujo de fondos libres (\$MM): Cash flow de las actividades de inversión más los cambios en otras activos y pasivos.
- Deuda Cammesa: Los montos adeudados a Cammesa por todo concepto (mutuos y energía) fueron totalizadas y bajadas como línea específica en el flujo de fondos de las actividades de financiamiento debido a que anteriormente las deudas estaban incluidas en las cuentas por pagar y otros pasivos (tratados como capital de trabajo y no como deuda financiera).

Debido a que aún no se ha establecido un plan de pagos, el tratamiento de la deuda será modelado en los diferentes escenarios.

- Deuda bancaria (\$MM): Su monto será variable en función a las necesidades de caja y la tasa de endeudamiento objetivo.
- Intereses ganados (\$MM): Saldo final de caja del año inmediatamente anterior por la tasa Badlar proyectada.
- Intereses pagados (\$MM): Stock de la deuda del año inmediatamente anterior multiplicado por:
 - Deuda Cammesa: Tasa de carteras acticas BNA estimada.
 - Deuda bancaria: Tasa de deuda Kd proyectada.
- Ahorro Fiscal (\$MM): 35% sobre el monto a pagar por los intereses de la deuda correspondientes a cada año.
- Flujo de actividades de financiación (\$MM): Sumatoria de las tomas y cancelaciones de deuda, pagos y cobros de intereses y el ahorro fiscal.
- Flujo de fondos para el accionista (\$MM): Flujo de fondos libres más el flujo de las actividades de financiación.
- Dividendos pagados (\$MM): Varían según el escenario.
- Caja final (\$MM): Flujo de fondos para el accionista menos los dividendos pagados más el efectivo al inicio.

Variables macroeconómicas

Con el fin de disminuir los errores asociados a tomar una sola fuente de información, las variables macroeconómicas fueron tomadas para sus primeros cinco años de los informes realizados por Focus Economics, compañía especializada en análisis económicos.

Esta consultora efectúa mensualmente encuestas entre aproximadamente 32 instituciones entre bancos y consultoras de primera línea lo cual resulta representativo de las expectativas que tiene el mercado respecto al desarrollo futuro de la economía Argentina.

En el siguiente cuadro se muestra el detalle de las variables principales:

Cuadro 5 – Detalle de las principales variables macroeconómicas proyectadas

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inflación USA (%)	1,7%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Inflación Oficial (%)	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Tipo de cambio de cierre Oficial (ARP/USD)	\$ 14,15	\$ 15,29	\$ 16,75	\$ 18,09	\$ 19,90	\$ 21,39	\$ 22,46	\$ 23,58	\$ 24,76	\$ 26,00
Crecimiento del PBI (%)	2,1%	2,8%	3,0%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
BADLAR (%)	26,6%	23,4%	21,1%	15,6%	13,1%	10,0%	9,5%	8,0%	7,0%	7,0%
Tipo de cambio teórico (ARP/USD)	\$ 4,00	\$ 4,59	\$ 5,13	\$ 5,68	\$ 6,14	\$ 6,49	\$ 6,69	\$ 6,91	\$ 7,13	\$ 7,36
Tipo de cambio real (ARP/USD)	\$ 3,54	\$ 3,33	\$ 3,26	\$ 3,19	\$ 3,24	\$ 3,30	\$ 3,36	\$ 3,41	\$ 3,47	\$ 3,53
Variación de salarios (%)	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de la información extraída del Informe Economic forecasts from the worlds leading Economists Argentina Abril 2015 y actualizaciones de página web enero 2016.

Para el período 2021 – 2025, se efectuaron las siguientes proyecciones:

- **Inflación de Estados Unidos (%)**: Se mantuvo constante.
- **Inflación oficial (%)**: Reducción de un 2,5% anual hasta alcanzar el 5%, de ahí en más se mantiene constante.
- **Tipo de cambio (ARP/USD)**: Tipo de cambio de año inmediato anterior por la tasa de inflación esperada para ese año.
- **Crecimiento del PBI (%)**: Promedio aritmético del crecimiento de los últimos cinco años (calculado como media móvil para los años 2021 a 2025).
- **Tasa BADLAR (%)**: 2% inferior a la tasa de costo de la deuda bancaria.

En el anexo VII se expone el detalle de la totalidad de las variables proyectadas.

Bases para la proyección de la tasa de descuento

Según se mencionó anteriormente, la tasa de descuento a utilizar a fin de descontar el flujo de fondos proyectado será el Costo Promedio Ponderado del Capital o WACC.

La tasa será estimada en dólares debido a la mayor disponibilidad de información. Luego, considerando la tasa de inflación esperada en Argentina y en Estados Unidos será pesificada y aplicada al flujo de fondos a descontar.

La fórmula utilizada para calcular el WACC es la siguiente:

$$WACC = K_e * \frac{E}{D + E} + K_d * (1 - T) * \frac{D}{D + E}$$

Donde,

K_e = Costo del Equity

$\frac{E}{D + E}$ = Porcentaje utilización de equity en la estructura de financiamiento

$\frac{D}{D + E}$ = Porcentaje utilización de deuda en la estructura de financiamiento

D = Valor de la deuda

K_d = Costo de la deuda

T = Alícuota de impuesto a las ganancias

Costo del Equity (K_e)

A fin de estimar el costo del capital propio se utilizó la metodología del CAPM⁴² (modificado para países emergentes), la cual establece que los inversores requerirán un rendimiento que, como mínimo compense el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$K_e = R_f + \beta_L * (R_m - R_f) + CRP$$

Donde,

K_e = Costo del Equity

R_f = Risk Free Rate (Tasa libre de riesgo)

β_L = Beta apalancada

R_m = Market Risk (Rendimiento de mercado)

⁴² El CAPM es un modelo de equilibrio de mercado que postula que la tasa de retorno de equilibrio para cualquier activo riesgoso es función de su covarianza con respecto al retorno del portfolio de mercado.

Debido a que ni la R_f , el R_m , ni el CRP son función de un activo en particular, las diferencias en el rendimiento esperado entre un activo y otro están definidas por beta que posee una relación directa con el retorno (a mayor beta, mayor será el retorno requerido y viceversa). Supuestos del CAPM: 1) Los inversores tienen aversión al riesgo y maximizan la utilidad esperada de la riqueza. 2) No hay costos de transacción en la compra y venta de activos. 3) Los inversores tienen expectativas homogéneas y son racionales. 4) Existencia de una tasa libre de riesgo a la cual los inversores pueden prestar o pedir prestado el dinero. No hay restricciones de disponibilidad de este recurso. 5) La cantidad de activos en el mercado es fija y los mismo son todos negociables e infinitamente divisibles (incluso el capital humano). 6) Toda la información respecto a los activos se refleja automáticamente en los precios (no hay costos por la información y está disponible para todos los inversores en el mismo momento). Los inversores no pueden interferir en la formación de precios. 7) Los inversores pueden eliminar todo el riesgo no sistemático a través de la diversificación.

$CRP = \text{Country Risk Premium (Riesgo País)}$

De la fórmula se desprende que la rentabilidad mínima requerida por un inversor depende de:

- La tasa libre de riesgo, que compensa exclusivamente el transcurso del tiempo.
- Beta⁴³, que compensa al inversor por invertir en determinado activo.
- Prima de mercado ($R_m - R_f$), es el rendimiento adicional que exige el inversor por invertir en acciones en lugar de en activos libres de riesgo.
- Tasa de riesgo país (CRP), es una adición al método tradicional del CAPM a fin de incrementar el valor de la tasa de descuento a fin de que la misma refleje el riesgo de realizar determinada actividad en el país.

Costo de la Deuda (K_d)

Para calcular el costo de la deuda se utilizará como referencia el rendimiento exigido por los tenedores de bonos de Edenor debido a la fuerte similitud entre ambas compañías.

Este bono emitido en dólares tiene vencimiento octubre de 2022 y paga un cupón del 9,75% y el rendimiento exigido 10,23%. Se supone que el rendimiento anual converge progresivamente a su valor par (con rendimiento equivalente al cupón) y luego se vuelve a fondear a la misma tasa.

Debido a que la deuda resulta deducible de impuesto el costo de la deuda es reducida en la proporción $(1-T)$.

Inputs utilizados para el cálculo de la tasa de descuento

Los inputs utilizados para calcular el costo promedio del capital son los siguientes:

- Tasa libre de riesgo (R_f): se tomó el rendimiento promedio que obtuvieron los bonos americanos con vencimiento a 10 años durante diciembre de 2015⁴⁴.
- Tasa de riesgo país (CRP): Se calculó la diferencia en el rendimiento al 31 de diciembre de 2015 del BONAR 2024 y los Treasury con vencimiento a 10 años. El siguiente cuadro muestra el valor utilizado en la proyección:

Cuadro 6 – Detalle cálculo Riesgo País

Datos a Dic 2015

BONAR 2024	7,86%
TREASURY (10Y)	2,23%
CRP	5,63%

Fuente: Elaboración propia a partir de la información extraída de Informe mensual IAMC (dic 2015) e investing.com.

⁴³ Coeficiente que mide el riesgo no diversificable a partir de la relación entre el rendimiento del mercado y el rendimiento de un activo.

⁴⁴ Si bien para la valuación se utilizarán varias tasas de descuento (debido a los cambios en la inflación Argentina), se supone que la curva de rendimiento de los bonos americanos es plana y por lo tanto se mantiene invariable a los fines de calcular las distintas tasas del WACC:

- Beta (β_L): Debido a que Edesur no cotiza en bolsa y la única empresa comparable en el mercado es Edenor se trabajó sobre un beta comparable representativa del sector. Para esto se buscó información respecto a la beta desapalancada de empresas americanas, aplicando el promedio de las mismas al cálculo del Ke.

El Beta utilizada asciende a 0,31.

En el anexo VIII se encuentra el detalle de cálculo.

- Rendimiento de Mercado (R_m): Se tomó el rendimiento promedio del S&P 500 para el período 2002 – 2015.

Cuadro 7 – Rendimiento S&P 500

Año	Indice	Dividendos	Rendimiento
2001	1.148,08	15,74	
2002	879,82	16,08	(22,0%)
2003	1.111,92	17,39	28,4%
2004	1.211,92	19,44	10,7%
2005	1.248,29	22,22	4,8%
2006	1.418,30	24,88	15,6%
2007	1.468,36	27,73	5,5%
2008	903,25	28,39	(36,6%)
2009	1.115,10	22,41	25,9%
2010	1.257,64	22,73	14,8%
2011	1.257,60	26,43	2,1%
2012	1.426,19	31,25	15,9%
2013	1.848,36	36,28	32,1%
2014	2.058,90	39,44	13,5%
2015	2.043,94	43,00	1,4%
Promedio			8,0%

Elaboración propia en base a datos de Damodaran

- Prima de Mercado: Diferencia entre el rendimiento del mercado y la tasa libre de riesgo, ambos calculados como se mencionó anteriormente.
- Tasa impositiva (T): Se consideró la alícuota del 35% que se aplica sobre las ganancias empresariales.
- Porcentaje de Deuda y Equity (D y E): Debido a que la empresa actualmente se encuentra fuertemente endeudada y su situación de caja es compleja, se pretende trabajar bajo un escenario de convergencia en pos de alcanzar la estructura objetivo de la empresa, la cual es un 30% de deuda y un 70% de patrimonio (estructura históricamente adoptada).
- Inflación de Argentina y Estados Unidos: Datos proyectados según información relevada por Latin Focus Consensus Forecast⁴⁵.

⁴⁵ Focus Economics. Economic forecasts from the world's leading Economists.

Como se mencionó anteriormente, debido a la alta tasa de inflación que hay en Argentina actualmente, se trabaja sobre un contexto de convergencia a niveles más razonables, el flujo de fondos será descontado utilizando diversas tasas a partir del proceso de pesificar la tasa de descuento estimada en dólares en función de la inflación esperada en Estados Unidos y Argentina. Las tasas de descuento a utilizar son las siguientes:

Cuadro 8 – WACC proyectado

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 en adelante
33,9%	25,2%	21,9%	20,5%	17,8%	15,1%	12,4%

En el Anexo IX se encuentra el detalle del cálculo de las tasas a aplicar para la valuación.



Drivers de valor y escenarios

Los principales drivers de valor de la empresa son los siguientes:

- **Tarifas**: La tarifa debe ser representativa del incremento en los costos, debe permitir reponer y expandir las redes además de brindar una tasa de rentabilidad que sea comparable tanto nacional como internacionalmente.
- **Deuda Cammesa**: Aun no se ha definido un plan de pagos y el flujo de fondos resulta muy sensible a la forma en la cual el capital será devuelto.
- **Otros Drivers**: Otras variables que formarán parte de los escenarios serán la pauta salarial (que impactará en el costo de la energía), las multas por calidad de servicio, los dividendos y los CAPEX los cuales serán variables de ajustes al flujo de fondos.

Escenario base

Tarifas

En este escenario se supone que el valor de la tarifa durante el año 2016 se define en los valores vigentes a septiembre 2015 (pasados a tarifa en febrero de 2016). Una vez realizada la RTI (diciembre 2017) la tarifa aumenta a niveles similares al promedio de la tarifa vigente entre los años 1995 y 2000 período en el cuál el servicio fue económicamente rentable y brindado en condiciones de eficiencia técnica. El aumento se realiza de manera escalonada, 70% de la tarifa promedio en 2017, 80% en 2018, 90% en 2019 y a partir del 2020 se cobra la tarifa plena. Debido a que en dicho período las tarifas estaban expresadas en dólares, se pasan a pesos en función al tipo de cambio proyectado para cada año.

La tarifa proyectada es conservadora considerando que se corresponde al promedio ponderado que pagan algunos países de Latinoamérica; más precisamente aquellos con tarifas más bajas (Bolivia, Ecuador, Paraguay y Venezuela).

Cuadro 9 – Tarifas proyectadas

Tipo de cliente (EDESUR) Datos para el año 2016	Tarifa media (En USD por KWh)	Consumo por tipo de cliente (en GWh)
Residenciales	0,0378	36%
Grandes clientes	0,0466	17%
Comerciales	0,0532	36%
Industriales	0,0283	11%
TOTAL		100%
Tarifa promedio ponderada	0,0438	
Promedio (95-00)	0,0608	
Promedio Latam(*)	0,0639	

(*) Promedio ponderado Bolivia, Ecuador, Paraguay y Venezuela

Cuadro 10 – Tarifas comparativas Latam

País	Clientes residenciales			Clientes Comerciales	Clientes Industriales
	150 KWh	300KWh	1000KWh		
Argentina	0,0437	0,0390	0,0472	0,0539	0,0298
Bolivia	0,0582	0,0707	0,0797	0,1076	0,1149
Brasil	0,1323	0,1389	0,1548	0,1552	0,1156
Chile	0,1355	0,1327	0,1307	0,1061	0,0889
Colombia	0,1084	0,1165	0,1222	0,1031	0,0957
Ecuador	0,0905	0,1024	0,1287	0,0968	0,0856
Paraguay	0,0284	0,0444	0,0609	0,0656	0,0294
Perú	0,1427	0,1403	0,1386	0,1096	0,0776
Uruguay	0,1301	0,1965	0,2029	0,1557	0,1098
Venezuela	0,0029	0,0094	0,0130	0,0085	0,0052
PROMEDIO	0,0873	0,0991	0,1079	0,0962	0,0753

Datos a Feb 2016 en USD/KWh

Deuda Cammesa

La deuda de Cammesa se cancela a razón del equivalente al 35% del resultado de cada año con un período de gracia de un año. Es decir que el monto a cancelar en el 2017 representa el 35% del resultado neto del año 2016 y así sucesivamente hasta cancelar la totalidad de la deuda.

Otros drivers

El costo de la compra de energía es una variable de ajuste cuyo valor fluctúa a fin de que las distribuidoras logren el objetivo fijado en cuando a la rentabilidad de la actividad (rentabilidad operativa). Se supone que será subvencionada en caso de ser necesario a fin de que las distribuidoras alcancen dicha rentabilidad. De todas formas, es necesario mencionar que la actividad de generación fue concebida como una actividad de riesgo sujeta a las leyes de mercado (la energía más barata desplaza a la más cara) con lo cual esta actividad tiene mayor flexibilidad para fijar sus políticas.

Los costos salariales se ajustan en igual porcentaje que la inflación esperada para cada año.

Los CAPEX para los primeros años proyectados serán destinados en mayor medida a renovar y expandir las redes y en menor medida al mantenimiento en las siguientes proporciones:

- 85% expansión – 15% mantenimiento en 2016.
- 80% expansión – 20% mantenimiento en 2017.
- 70% expansión – 30% mantenimiento de 2018 en adelante.

Respecto a la deuda bancaria, se tomarán fondos siempre y cuando el flujo de caja lo requiera y el endeudamiento promedio del período proyectado se encuentre en el orden del 30%.

A partir del año 2021 (año en el cuál se alcanza la tasa de endeudamiento objetivo de 30% equity / 70% deuda) se comienzan a distribuir dividendos a razón del 35% de los resultados de cada ejercicio económico (pagaderos en el año siguiente).

Debido al reconocimiento de tarifa, son abonadas las multas por calidad anteriores al año 2002 (según lo estipulado en el Acta Acuerdo / Aprox. \$1.700 millones) se abonan en 10 cuotas iguales y consecutivas la primera de ellas pagada en 2016.

Bajo este escenario los resultados son los siguientes:

Cuadro 11 – Valuación Escenario Base

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.303,1	10.891,9	12.580,0	14.352,7	15.553,6	16.465,6	17.433,8	18.462,0	19.554,0	20.101,5
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	5.939,4	7.035,2	8.230,6	9.592,4	10.510,8	11.295,8	12.129,1	13.015,4	13.959,6	14.350,5
EBITDA	3.068,6	3.353,0	4.089,3	4.915,7	5.948,0	6.599,7	7.200,1	7.839,6	8.522,3	9.252,8	9.511,9
Cash Flow de Actividades Operativas	98,2	2.568,0	2.899,9	3.479,2	4.172,8	5.627,5	5.959,8	6.609,4	7.208,4	6.826,9	7.018,0
Cash Flow de Actividades de Inversión	(2.229,0)	(2.480,9)	(2.799,3)	(3.113,9)	(3.528,1)	(3.906,5)	(4.224,8)	(4.569,2)	(4.941,6)	(5.344,3)	(5.493,9)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(1.890,3)	122,6	288,3	577,0	922,7	1.860,1	1.852,3	2.166,9	2.403,9	1.631,0	1.676,6
TASA DE DESCUENTO (WACC)	33,9%	25,2%	21,9%	20,5%	17,8%	15,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(1.412,1)	78,2	159,1	273,5	406,0	801,6	817,9	851,4	840,4	507,4	17.489,9
VALOR DE LA FIRMA	20.813,2										
Flujo de la deuda	(1.497,2)	(1.368,2)	(1.355,9)	(1.471,7)	(1.455,3)	(1.453,3)	(1.301,6)	(1.094,0)	(1.159,3)	(857,9)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
Valor actual de la Deuda	(1.143,1)	(912,5)	(801,1)	(765,5)	(721,0)	(720,3)	(679,0)	(520,1)	(502,2)	(338,6)	
VALOR DE LA DEUDA	(7.103,4)										
SALDO DE CAJA (\$MM)	462,7										
VALOR DEL EQUITY	14.172,5										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 15,77										

En los anexos X, XI, XII y XIII se encuentra el detalle de las variables proyectadas, el flujo de fondos proyectado, el Estado de Situación patrimonial y el Estado de resultados resultante del escenario.

Escenario optimista

Tarifas

En este escenario se supone que el valor de la tarifa durante el año 2016 se define en los valores vigentes a septiembre 2015 (pasados a tarifa en febrero de 2016). Una vez realizada la RTI (diciembre 2017) la tarifa aumenta a niveles similares al promedio de la tarifa vigente en Latinoamérica⁴⁶. El incremento se realiza anualmente al 30% hasta el año 2020 en el cual se alcanzan esas tarifas. Debido a que la tarifa promedio latinoamericana está expresada en dólares, se pasan a pesos en función al tipo de cambio proyectado para cada año.

Cuadro 12 – Tarifas proyectadas por tipo de cliente

Tipo de cliente	Tarifa media (En USD por KWh)				
	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante
Residenciales	0,0378	0,0491	0,0638	0,0830	0,0996
Grandes clientes	0,0466	0,0606	0,0788	0,1024	0,1024
Comerciales	0,0532	0,0692	0,0900	0,1170	0,1170
Industriales	0,0283	0,0368	0,0478	0,0622	0,0746

Cuadro 13 – Tarifas comparativas Latam

País	Clientes residenciales			Clientes Comerciales	Clientes Industriales
	150 KWh	300KWh	1000KWh		
Argentina	0,0437	0,0390	0,0472	0,0539	0,0298
Bolivia	0,0582	0,0707	0,0797	0,1076	0,1149
Brasil	0,1323	0,1389	0,1548	0,1552	0,1156
Chile	0,1355	0,1327	0,1307	0,1061	0,0889
Colombia	0,1084	0,1165	0,1222	0,1031	0,0957
Ecuador	0,0905	0,1024	0,1287	0,0968	0,0856
Paraguay	0,0284	0,0444	0,0609	0,0656	0,0294
Perú	0,1427	0,1403	0,1386	0,1096	0,0776
Uruguay	0,1301	0,1965	0,2029	0,1557	0,1098
Venezuela	0,0029	0,0094	0,0130	0,0085	0,0052
PROMEDIO	0,0873	0,0991	0,1079	0,0962	0,0753

Datos a Feb 2016 en USD/KWh

Deuda Cammesa

Se condona la totalidad de los intereses y se obliga a la compañía a aplicar la totalidad del capital adeudado a la realización de CAPEX adicionales por un equivalente al 20% anualmente.

Otros drivers

El costo de la compra de energía es una variable de ajuste cuyo valor fluctúa a fin de que las distribuidoras logren el objetivo fijado en cuando a la rentabilidad de la actividad (rentabilidad

⁴⁶ El promedio de todos los países latinoamericanos, no como en el escenario base que se consideró aquellos países con tarifas más bajas.

operativa). Se supone que será subvencionada en caso de ser necesario a fin de que las distribuidoras alcancen dicha rentabilidad. De todas formas, es necesario mencionar que la actividad de generación fue concebida como una actividad de riesgo sujeta a las leyes de mercado (la energía más barata desplaza a la más cara) con lo cual esta actividad tiene mayor flexibilidad para fijar sus políticas.

Los costos salariales se ajustan un 2% por sobre la inflación esperada para cada año.

Los CAPEX para los primeros años proyectados serán destinados en mayor medida a renovar y expandir las redes y en menor medida al mantenimiento en las siguientes proporciones:

- 85% expansión – 15% mantenimiento en 2016.
- 80% expansión – 20% mantenimiento en 2017.
- 70% expansión – 30% mantenimiento de 2018 en adelante.

Respecto a la deuda bancaria, se tomarán fondos siempre y cuando el flujo de caja lo requiera y el endeudamiento promedio del período proyectado se encuentre en el orden del 30%.

En 2016, se pagan los dividendos adeudados desde el año 2009 y a partir del 2017 se comienza con una política de distribución a razón del 40% de los resultados de cada ejercicio económico (pagaderos en el año siguiente).

Debido al reconocimiento de tarifa, son abonadas las multas por calidad anteriores al año 2002 (según lo estipulado en el Acta Acuerdo / Aprox. \$1.700 millones) se abonan en 10 cuotas iguales y consecutivas la primera de ellas pagada en 2016.

Bajo este escenario los resultados son los siguientes:

Cuadro 14 – Valuación en el escenario optimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	7.981,4	9.903,5	12.204,2	15.024,3	17.320,5	19.028,5	20.424,7	21.923,8	23.533,3	25.261,5	25.968,8
MARGEN OPERATIVO	5.108,8	6.503,8	8.297,6	10.570,8	12.367,4	13.677,1	14.697,8	15.800,4	16.990,8	18.275,4	18.787,1
EBITDA	2.873,8	3.838,0	5.213,2	7.040,9	8.417,0	9.357,8	10.076,0	10.855,5	11.700,6	12.616,2	12.969,4
Cash Flow de Actividades Operativas	2.267,6	787,4	3.604,9	3.741,1	5.547,6	6.550,9	7.203,8	7.675,1	8.313,0	8.978,9	9.230,3
Cash Flow de Actividades de Inversión	(3.225,3)	(3.477,1)	(3.795,6)	(4.110,2)	(4.524,4)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)	(5.494,2)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(704,5)	(2.431,4)	230,6	226,9	1.439,8	2.884,7	3.180,0	3.322,7	3.605,6	3.887,7	3.996,5
TASA DE DESCUENTO (WACC)	33,9%	25,2%	21,9%	20,5%	17,8%	15,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(526,3)	(1.550,8)	127,2	107,5	633,5	1.243,1	1.404,2	1.305,5	1.260,5	1.209,4	41.690,1
VALOR DE LA FIRMA	46.903,9										
Flujo de la deuda	(3,0)	(496,1)	(826,2)	(880,5)	(838,4)	(789,2)	(707,2)	(804,6)	(902,1)	(1.009,2)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
VALOR ACTUAL DE LA DEUDA	(2,3)	(330,9)	(488,2)	(458,0)	(415,4)	(391,2)	(368,9)	(382,5)	(390,7)	(398,3)	
VALOR DE LA DEUDA	(3.626,3)										
SALDO DE CAJA	462,7										
VALOR DEL EQUITY	43.740,3										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 48,68										

En los anexos XIV, XV XVI y XVII se encuentra el detalle de las variables proyectadas, el flujo de fondos proyectado, el Estado de Situación patrimonial y el Estado de resultados resultante del escenario.

Escenario pesimista

Tarifas

En este escenario se supone que el valor de la tarifa permanece en el nivel vigente a septiembre 2015 (pasados a tarifa en febrero de 2016) únicamente se ajusta por la variación en la inflación proyectada anualmente. Si los costos reales se incrementan por este nivel el margen se verá afectado.

Cuadro 15 – Tarifas proyectadas – año 2016

Tipo de cliente (EDESUR) Datos para el año 2016	Tarifa media (En USD por KWh)
Residenciales	0,0378
Grandes clientes	0,0466
Comerciales	0,0532
Industriales	0,0283

Deuda Cammesa

Se fija un plan de pagos en cinco cuotas iguales y consecutivas.

Otros drivers

El costo de la compra de energía es una variable de ajuste cuyo valor fluctúa a fin de que las distribuidoras logren el objetivo fijado en cuando a la rentabilidad de la actividad (rentabilidad operativa). Se supone que será subvencionada en caso de ser necesario a fin de que las distribuidoras alcancen dicha rentabilidad. De todas formas, es necesario mencionar que la actividad de generación fue concebida como una actividad de riesgo sujeta a las leyes de mercado (la energía más barata desplaza a la más cara) con lo cual esta actividad tiene mayor flexibilidad para fijar sus políticas.

Los costos salariales varían en función a la inflación esperada para cada año.

Debido a la peor situación de caja y como consecuencia de no tener mayores incrementos tarifarios, los CAPEX para los primeros años proyectados serán destinados en mayor medida a mantener la red y en menor medida renovar y expandir las redes en las siguientes proporciones:

- 60% expansión – 40% mantenimiento hasta 2020.
- 70% expansión – 30% mantenimiento de 2021 en adelante.

Adicionalmente, a consecuencia del alto endeudamiento durante los primeros tres años de proyección se ajusta el total de CAPEX en un monto similar a la cuota a pagar por la deuda con Cammesa.

Respecto a la deuda bancaria, se tomarán fondos siempre y cuando el flujo de caja lo requiera y el endeudamiento promedio del período proyectado se encuentre en el orden del 30%.

No se distribuyen dividendos.

Debido a la falta de un reconocimiento de tarifa por sobre los valores actuales, no son abonadas las multas por calidad anteriores al año 2002 (según lo estipulado en el Acta Acuerdo / Aprox. \$1.700 millones).

Bajo este escenario los resultados son los siguientes:

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.544,9	10.935,0	12.386,2	13.720,1	14.854,5	15.711,0	16.619,3	17.582,8	18.605,0	19.125,9
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	6.070,5	6.870,9	7.797,4	8.750,8	9.629,3	10.381,9	11.175,6	12.014,9	12.904,7	13.266,0
EBITDA	3.068,6	3.474,3	3.906,8	4.461,4	5.088,1	5.702,2	6.272,3	6.873,8	7.511,1	8.188,6	8.417,8
Cash Flow de Actividades Operativas	748,1	2.641,4	2.908,2	3.266,9	3.838,4	4.314,9	4.770,0	5.250,3	5.756,5	6.292,5	6.468,7
Cash Flow de Actividades de Inversión	(1.279,1)	(1.531,0)	(2.299,4)	(3.114,1)	(3.528,2)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)	(5.494,2)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(290,5)	1.229,4	727,8	282,7	436,4	524,4	643,2	786,9	929,5	1.072,3	1.102,3
TASA DE DESCUENTO (WACC - CAPM)	33,9%	25,2%	21,9%	20,5%	17,8%	15,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(217,0)	784,2	401,6	134,0	192,0	226,0	284,0	309,2	325,0	333,6	11.498,6
VALOR DE LA FIRMA	14.271,1										
Flujo de la deuda	(1.198,4)	(1.670,7)	(1.374,5)	(1.261,9)	(1.208,7)	(286,6)	(312,7)	(400,3)	(488,0)	(575,7)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
VALOR ACTUAL DE LA DEUDA	(914,9)	(1.114,2)	(812,2)	(656,4)	(598,9)	(142,1)	(163,1)	(190,3)	(211,4)	(227,2)	
VALOR DE LA DEUDA	(5.030,7)										
SALDO DE CAJA	462,7										
VALOR DEL EQUITY	9.703,1										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 10,80										

En los anexos XVIII, XIX, XX y XXI se encuentra el detalle de las variables proyectadas, el flujo de fondos proyectado, el Estado de Situación patrimonial y el Estado de resultados resultante del escenario.

Análisis de sensibilidad al escenario base

Adicionalmente al escenario base, se sensibilizarán dos variables adicionales:

- **La demanda de energía:** si bien el crecimiento ha seguido una tendencia vegetativa, se pretende analizar cómo se vería afectada el valor de la firma ante cambios en la misma sobre los niveles actuales.

El nivel proyectado es un crecimiento del 2,8%. Se sensibilizarán valores entre +5,8% y -5,2%.

- **Rentabilidad operativa:** Los flujos de fondos proyectados tienen el supuesto de que la empresa recibe una rentabilidad a nivel operativo comparable con empresas de Latinoamérica (+16,07%). Se sensibilizará este nivel de rendimiento entre + 19,07% y el nivel al cual los accionistas no reciben valor.

A continuación se exponen los resultados para cada una de las sensibilidades.

Cuadro 16 – Sensibilidad a las ventas de energía y la rentabilidad operativa

	GWh	20.139	19.949	19.758	19.035	19.378	19.187	18.997	18.807	18.616	18.426	18.236	18.045
<i>Variación en GWh vendidos</i>		5,80%	4,80%	3,80%	2,80%	1,80%	0,80%	-0,20%	-1,20%	-2,20%	-3,20%	-4,20%	-5,20%
VALOR DE LA FIRMA (\$MM)		32.182	27.409	23.731	20.813	18.445	16.485	14.838	13.436	12.231	11.185	10.272	9.469
DEUDA NETA(\$MM)		(6.583)	(6.602)	(6.622)	(6.641)	(6.637)	(6.531)	(6.432)	(6.339)	(6.251)	(6.169)	(6.092)	(6.020)
VALOR DEL EQUITY (\$MM)		25.600	20.807	17.109	14.172	11.808	9.954	8.406	7.097	5.980	5.016	4.180	3.449
Cantidad de acciones (en millones)		898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6
Valor de cada acción		28,5	23,2	19,0	15,8	13,1	11,1	9,4	7,9	6,7	5,6	4,7	3,8
<i>Variación en Rentabilidad operativa</i>		19%	18%	17%	16%	15%	14%	13%	12%	11%			
VALOR DE LA FIRMA (\$MM)		31.231	27.760	24.288	20.813	17.356	13.902	10.448	6.994	3.539			
DEUDA NETA(\$MM)		(6.489)	(6.538)	(6.589)	(6.641)	(6.626)	(6.507)	(6.388)	(6.269)	(6.150)			
VALOR DEL EQUITY (\$MM)		24.742	21.222	17.699	14.172	10.729	7.395	4.060	725	(2.611)			
Cantidad de acciones (en millones)		898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6	898,6			
Valor de cada acción		27,5	23,6	19,7	15,8	11,9	8,2	4,5	0,8	(2,9)			

Debido a que en el escenario base el incremento tarifario no es tan significativo no se esperarían descensos significativos en el consumo que descompense el crecimiento vegetativo de la demanda.

Por otro lado, resulta significativo el impacto que tiene la rentabilidad operativa objetivo. Cualquiera sea la variable que afecte al rendimiento operativo (falta de incremento de tarifas, incremento del costo de los recursos de producción) afecta negativamente el valor de la empresa.

Análisis alternativo - Tasa de descuento Latam

Como un análisis alternativo, se plantea efectuar el descuento de los flujos de fondos utilizando una tasa de descuento que sea representativa del mercado Latinoamericano. Para esto se efectuaron las siguientes modificaciones en el cálculo del WACC.

- Tasa libre de riesgo (R_f Latam): al rendimiento promedio que obtuvieron los bonos americanos con vencimiento a 10 años durante diciembre de 2015⁴⁷ se le sumó la tasa de riesgo latinoamericano medido a través del EMBI Latam a diciembre 2015.

La tasa libre de riesgo a utilizar asciende a 8,2%.

- Beta (β_L): Se calculó mediante la beta de empresas comparables. Para esto, se realizaron las regresiones entre las cotizaciones y el rendimiento del mercado de 24 empresas eléctricas de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú. Las betas halladas fueron desapalancadas por la estructura de deuda de cada empresa obteniéndose el promedio de todas las latinoamericanas. La beta fue reapalancada por la estructura de deuda objetivo de Edesur. La beta desapalancada es de 0,53 que, reapalancada asciende a 0,63.

En el anexo XXII puede verse el detalle de los valores utilizados.

- Rendimiento de Mercado (R_m Latam): Se tomó el rendimiento promedio del MSCI Emerging Markets Latam para el período 2002 – 2015.

Cuadro 17 – Rendimiento MSCI Emerging Markets Latam

Año	Rendimiento Anual
2002	(22,5%)
2003	73,7%
2004	39,6%
2005	50,4%
2006	43,5%
2007	50,7%
2008	(51,3%)
2009	104,2%
2010	14,9%
2011	(19,2%)
2012	8,9%
2013	(13,2%)
2014	(12,0%)
2015	(30,8%)
Promedio	16,9%

Fuente MSCI

⁴⁷Si bien para la valuación se utilizarán varias tasas de descuento (debido a los cambios en la inflación Argentina), se supone que la curva de rendimiento de los bonos americanos es plana y por lo tanto se mantiene invariable a los fines de calcular las distintas tasas del WACC:

- Prima de Mercado: Diferencia entre el rendimiento del mercado y la tasa libre de riesgo, ambos calculados como se mencionó anteriormente.
- Costo de la deuda (Kd): Se toma como referencia el rendimiento requerido por los tenedores de deuda de Edenor cuyo bono emitido en dólares con vencimiento 2022 rinde un 10,23%. Se supone que al vencimiento, el rendimiento converge al valor par con una tasa del 9,75%. Adicionalmente se supone que a partir del 2022 la empresa se fondea nuevamente a la misma tasa.
- Tasa impositiva (T): Se consideró la alícuota del 35% que se aplica sobre las ganancias empresariales.
- Porcentaje de Deuda y Equity (D y E): Debido a que la empresa actualmente se encuentra fuertemente endeudada y su situación de caja es compleja, se pretende trabajar bajo un escenario de convergencia en pos de alcanzar la estructura objetivo de la empresa, la cual es un 30% de deuda y un 70% de patrimonio (estructura históricamente adoptada).
- Inflación de Argentina y Estados Unidos: Datos proyectados según información relevada por Latin Focus Consensus Forecast⁴⁸.

Como se mencionó anteriormente, debido a la alta tasa de inflación que hay en Argentina y se espera un contexto de convergencia a niveles más razonables, se utilizarán diversas tasas de inflación para pesificar las tasas halladas en dólares. Las tasas de descuento a utilizar son las siguientes:

Cuadro 18 – WACC proyectado

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 en adelante
37,1%	28,2%	24,8%	23,3%	20,5%	17,8%	15,1%

En el Anexo XXIII se encuentra el detalle del cálculo de las tasas a aplicar para la valuación.

Valuación con tasa Latam

Los resultados de efectuar el descuento de los flujos de fondos de los diferentes escenarios utilizando la tasa ajustada a países latinoamericanos son los siguientes:

⁴⁸ Focus Economics. Economic forecasts from the world's leading Economists.

Escenario base

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.303,1	10.891,9	12.580,0	14.352,7	15.553,6	16.465,6	17.433,8	18.462,0	19.554,0	20.101,5
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	5.939,4	7.035,2	8.230,6	9.592,4	10.510,8	11.295,8	12.129,1	13.015,4	13.959,6	14.350,5
EBITDA	3.068,6	3.353,0	4.089,3	4.915,7	5.948,0	6.599,7	7.200,1	7.839,6	8.522,3	9.252,8	9.511,9
Cash Flow de Actividades Operativas	98,2	2.568,0	2.899,9	3.479,2	4.172,8	5.627,5	5.959,8	6.609,4	7.208,4	6.826,9	7.018,0
Cash Flow de Actividades de Inversión	(2.229,0)	(2.480,9)	(2.799,3)	(3.113,9)	(3.528,1)	(3.906,5)	(4.224,8)	(4.569,2)	(4.941,6)	(5.344,3)	(5.493,9)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(1.890,3)	122,6	288,3	577,0	922,7	1.860,1	1.852,3	2.166,9	2.403,9	1.631,0	1.676,6
TASA DE DESCUENTO (WACC Latam)	37,1%	28,2%	24,8%	23,3%	20,5%	17,8%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(1.379,2)	74,6	148,2	249,8	362,4	695,8	693,4	704,9	679,6	400,7	13.665,0
VALOR DE LA FIRMA	16.295,3										
Flujo de la deuda	(1.497,2)	(1.368,2)	(1.355,9)	(1.471,7)	(1.455,3)	(1.453,3)	(1.301,6)	(1.094,0)	(1.159,3)	(857,9)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
Valor actual de la Deuda	(1.143,1)	(912,5)	(801,1)	(765,5)	(721,0)	(720,3)	(679,0)	(520,1)	(502,2)	(338,6)	
VALOR DE LA DEUDA	(7.103,4)										
SALDO DE CAJA (\$MM)	462,7										
VALOR DEL EQUITY	9.654,6										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 10,74										

Escenario optimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	7.981,4	9.903,5	12.204,2	15.024,3	17.320,5	19.028,5	20.424,7	21.923,8	23.533,3	25.261,5	25.968,8
MARGEN OPERATIVO	5.108,8	6.503,8	8.297,6	10.570,8	12.367,4	13.677,1	14.697,8	15.800,4	16.990,8	18.275,4	18.787,1
EBITDA	2.873,8	3.838,0	5.213,2	7.040,9	8.417,0	9.357,8	10.076,0	10.855,5	11.700,6	12.616,2	12.969,4
Cash Flow de Actividades Operativas	2.267,6	787,4	3.604,9	3.741,1	5.547,6	6.550,9	7.203,8	7.675,1	8.313,0	8.978,9	9.230,3
Cash Flow de Actividades de Inversión	(3.225,3)	(3.477,1)	(3.795,6)	(4.110,2)	(4.524,4)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)	(5.494,2)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(704,5)	(2.431,4)	230,6	226,9	1.439,8	2.884,7	3.180,0	3.322,7	3.605,6	3.887,7	3.996,5
TASA DE DESCUENTO (WACC - Latam)	37,1%	28,2%	24,8%	23,3%	20,5%	17,8%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(514,0)	(1.479,4)	118,5	98,2	565,6	1.079,0	1.190,4	1.081,0	1.019,4	955,2	32.572,8
VALOR DE LA FIRMA	36.686,7										
Flujo de la deuda	(3,0)	(496,1)	(826,2)	(880,5)	(838,4)	(789,2)	(707,2)	(804,6)	(902,1)	(1.009,2)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
VALOR ACTUAL DE LA DEUDA	(2,3)	(330,9)	(488,2)	(458,0)	(415,4)	(391,2)	(368,9)	(382,5)	(390,7)	(398,3)	
VALOR DE LA DEUDA	(3.626,3)										
SALDO DE CAJA	462,7										
VALOR DEL EQUITY	33.523,0										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 37,31										

Escenario pesimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuidad
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.544,9	10.935,0	12.386,2	13.720,1	14.854,5	15.711,0	16.619,3	17.582,8	18.605,0	19.125,9
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	6.070,5	6.870,9	7.797,4	8.750,8	9.629,3	10.381,9	11.175,6	12.014,9	12.904,7	13.266,0
EBITDA	3.068,6	3.474,3	3.906,8	4.461,4	5.088,1	5.702,2	6.272,3	6.873,8	7.511,1	8.188,6	8.417,8
Cash Flow de Actividades Operativas	748,1	2.641,4	2.908,2	3.266,9	3.838,4	4.314,9	4.770,0	5.250,3	5.756,5	6.292,5	6.468,7
Cash Flow de Actividades de Inversión	(1.279,1)	(1.531,0)	(2.299,4)	(3.114,1)	(3.528,2)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)	(5.494,2)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(290,5)	1.229,4	727,8	282,7	436,4	524,4	643,2	786,9	929,5	1.072,3	1.102,3
TASA DE DESCUENTO (WACC - Latam)	37,1%	28,2%	24,8%	23,3%	20,5%	17,8%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%
Crecimiento a perpetuidad	2,8%										
VALOR ACTUAL FCF	(211,9)	748,1	374,2	122,4	171,4	196,1	240,8	256,0	262,8	263,5	8.984,0
VALOR DE LA FIRMA	11.407,3										
Flujo de la deuda	(1.198,4)	(1.670,7)	(1.374,5)	(1.261,9)	(1.208,7)	(286,6)	(312,7)	(400,3)	(488,0)	(575,7)	
TASA DE DESCUENTO (Kd)	31,0%	22,5%	19,2%	17,8%	15,1%	12,4%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
VALOR ACTUAL DE LA DEUDA	(914,9)	(1.114,2)	(812,2)	(656,4)	(598,9)	(142,1)	(163,1)	(190,3)	(211,4)	(227,2)	
VALOR DE LA DEUDA	(5.030,7)										
SALDO DE CAJA	462,7										
VALOR DEL EQUITY	6.839,3										
Cantidad de acciones (en millones)	898,6										
Valor de cada acción	\$ 7,61										

La valuación utilizando la tasa de descuento representativa del mercado latinoamericano reduce el valor de la firma en un porcentaje superior al 20% según se expone en el siguiente cuadro.

Cuadro 19 – Comparación Firm Value con Wacc y Wacc latam

	Firm Value (\$MM)		Variación
	WACC	WACC Latam	(%)
Escenario pesimista	14.271	11.407	(22,4%)
Escenario base	20.813	16.295	(24,5%)
Escenario optimista	46.904	36.687	(24,6%)

Cuadro 20 – Equity Value y valor de la acción WACC Vs. WACC Latam

	WACC		WACC Latam		Variación
	Equity Value (\$MM)	Valor de la acción (\$)	Equity Value (\$MM)	Valor de la acción (\$)	(%)
Escenario pesimista	9.703	10,8	6.839	7,6	(35,0%)
Escenario base	14.172	15,8	9.655	10,7	(38,4%)
Escenario optimista	43.740	48,7	33.523	37,3	(26,6%)



Universidad de
SanAndrés

Valuación por comparables

El último análisis que se realiza es a través de la valuación utilizando múltiplos de empresas comparables.

La valuación en este caso se realizó en dólares para facilitar la comparación entre diferentes países.

Con este objetivo se analizaron un total de ocho empresas: cuatro brasileras, dos peruanas y dos chilenas. Para cada una de ellas se obtuvieron los siguientes datos al 31 de diciembre de 2015:

- Cantidad de acciones.
- Valor de la acción en dólares.
- Deuda neta en millones de dólares.
- EBITDA en millones de dólares.
- Ventas de energía en GWh.
- Cantidad de clientes.
- Ventas en millones de pesos.

Con esta información se calculó el Firm value de cada empresa comparable y luego los múltiplos de comparación:

- Firm Value / Clientes.
- Firm Value EBITDA.
- Firm Value / MWh.
- Firm Value / Ventas.

Los índices hallados fueron aplicados a los datos de Edesur. A los fines de poder realizar estimaciones que no contengan las distorsiones contenidas en la información del 2015 se tomaron los datos normalizados del año 2020 (cuando se aplica la tarifa plena estimada)

El siguiente cuadro resume los ratios para cada una de las empresas:

Cuadro 21 – Matriz de ratios de comparación

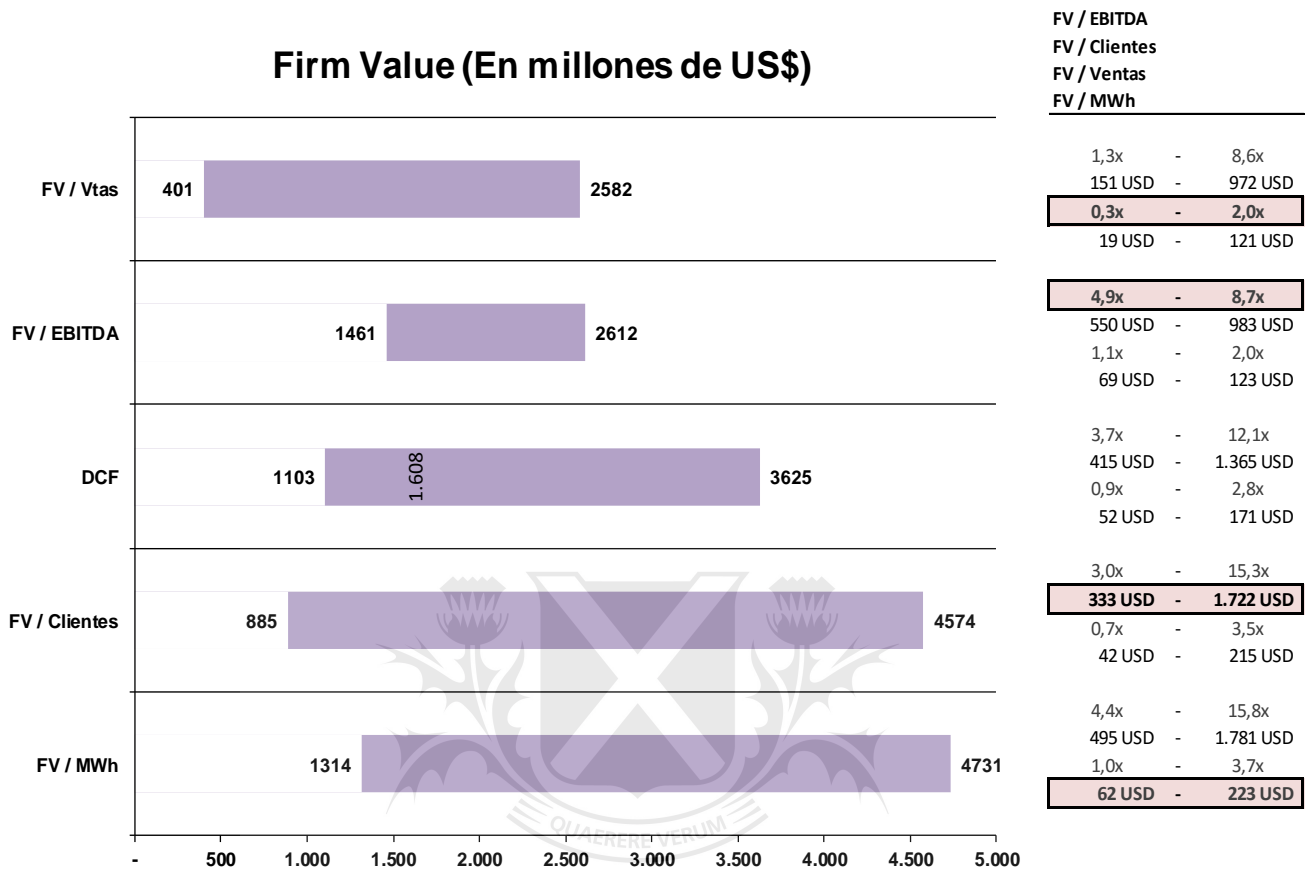
	Cantidad de clientes (en millones)	EBITDA (US\$ MM)	Ventas de energía (GWh)	Ventas (US\$ MM)	Firm Value (US\$ MM)	Firm value / Clientes (US\$/Cliente)	Firm value / EBITDA (Veces)	Firm value / MWh (US\$/MWh)	Firm value / Ventas (Veces)
Edesur	2,7	298,9	21.258,7	1.292,6					
Brazil Power:									
Energisa Parabaia	1,4	100,2	4.379,7	666,3	870,8	642,6	8,7x	198,8	1,3x
Coelce	3,8	191,3	11.365,0	1.862,2	1.252,6	333,4	6,5x	110,2	0,7x
EDP Brasil	3,3	261,8	15.680,9	1.906,6	2.067,5	635,0	7,9x	131,8	1,1x
Energisa Matogroso	1,3	108,0	8.537,4	1.699,5	527,8	407,1	4,9x	61,8	0,3x
Promedio	2,4	165,3	9.990,8	1.533,7	1.179,7	504,5	7,0x	125,7	0,8x
Peru Power:									
Edelnor	1,3	200,2	7.645,3	848,1	1.264,6	946,1	6,3x	165,4	1,5x
Luz del Sur	1,1	207,4	8.147,3	907,6	1.813,0	1.722,2	8,7x	222,5	2,0x
Promedio	1,2	203,8	7.896,3	877,8	1.538,8	1.334,1	7,5x	194,0	1,7x
Chile Power:									
CGE Energía	2,7	324,2	18.982,0	2.375,5	2.442,1	900,5	7,5x	128,7	1,0x
Chilectra	1,8	261,7	15.853,0	1.905,9	2.138,8	1.201,1	8,2x	134,9	1,1x
Promedio	2,2	292,9	17.417,5	2.140,7	2.290,4	1.050,8	7,9x	131,8	1,1x

Tomando los valores mínimos y máximos de cada ratio y aplicándolo a los datos de Edesur a la misma fecha se encuentran los siguientes rangos de valor para la firma:

Cuadro 22 – Rangos de valor en comparables

	Mínimo	Máximo	Firm Value Min (USD MM)	Firm Value Max (USD MM)
Firm Value (FV/EBITDA)	4,9x	8,7x	1.461 USD	2.612 USD
Firm Value (FV / Ventas)	0,3x	2,0x	401 USD	2.582 USD
Firm Value (FV/Clientes)	333 USD	1.722 USD	885 USD	4.574 USD
Firm Value (FV/ MWh)	62 USD	223 USD	1.314 USD	4.731 USD

Gráfico 12 – Firm Value – Rangos de valor por DCF y ratios comparativos



En el gráfico se puede observar la gran amplitud de valores que pueden encontrarse en empresas similares. Los ratios operativos medidos en términos de Clientes y MWh muestran mayor dispersión respecto a los indicadores económicos – financieros (medidos a través del nivel de ventas y el EBITDA). La valuación mediante el descuento de flujos se encuentra en la mitad entre las valuaciones utilizando ratios económicos - financieros y los ratios operativos.

Es importante remarcar algunos puntos:

- La valuación medida a través del ratio FV/MWh parecería estar sobreestimada debido a que comparativamente Edesur distribuye muchos más MWh por cantidad de clientes. Mientras que en Edesur este indicador es de 8,0MWh/cliente en Brasil el promedio es de 4,1MWh/cliente, en Chile 7,8MWh/cliente, y en Perú 6,6MWh/cliente.
- La valuación utilizando el ratio FV/Clientes parecería estar sobreestimada para el caso de Perú y Chile comparativamente con Argentina y Brasil. Quizás sea consecuencia del menor acceso al servicio comparativamente al área de concesión de Edesur.
- La valuación mediante el ratio FV/EBITDA es el que menos amplitud de rango tiene con lo cual podría ser un buen indicador de valor. Adicionalmente el valor de la firma hallado a través del descuento de flujo de fondos en el escenario base se encuentra dentro de este rango.

- Los USD1.608 millones corresponden con el firm value en el escenario base, lo cual podría significar un valor razonable entendiendo que los ratios económicos financieros se encuentran subvaluados y los operativos sobrevaluados encontrándose el escenario base en el medio de ambos.

En el anexo XXIV se encuentra el detalle de las empresas utilizadas y la información utilizada para los cálculos.



Conclusiones

Considerando el análisis por flujo de fondos descontados se concluye que los escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia por orden serían el base, luego el pesimista y por último con poca probabilidad el escenario optimista. Si bien a principios de este año se han llevado a cabo una serie de medidas que irían en el sentido planteado inicialmente en este trabajo; es decir la convergencia a un escenario de normalidad y sinceramiento de ingresos y costos, considero poco probable que se alcancen las tarifas promedio de Latinoamérica tan fácilmente luego de varios años de políticas que protegieron fuertemente a los usuarios. Llevar las tarifas a niveles comparables con otros países como Perú, Chile, Brasil o Uruguay conllevaría un importante costo político.

De tener que aplicar probabilidades a los escenarios, subjetivamente serían las siguientes:

- Escenario base: 60%
- Escenario pesimista: 35%
- Escenario optimista: 5%

Bajo estas probabilidades el valor de la firma sería de \$18.193 millones y el valor del equity \$12.969 los cuales, medidos en dólares ascenderían a USD 1.406 y USD 1.000 millones respectivamente considerando el tipo de cambio de diciembre de 2015.

A la fecha de valuación, la acción de Edenor cotizaba a \$12,45, comparativamente con las halladas en la valuación que ascienden a:

- Escenario base: \$10,8.
- Escenario pesimista: \$15,8.
- Escenario optimista: \$48,7

Es decir que las apreciaciones del mercado se encuentran entre los escenarios base y pesimista lo cual resulta bastante lógico considerando los supuestos tarifarios de los escenarios planteados. Considerando las probabilidades asignadas el valor ascendería a \$14,4.

Adicionalmente, es importante remarcar que si las tasas de descuento utilizadas fueran las calculadas en base a los datos latinoamericanos el valor de la firma se reduce en más del 20% y más del 26% en el caso del valor del equity. En este caso el precio de la acción considerando las probabilidades sería de \$10,2.

Hay que tener en cuenta en ambos casos que, si bien la probabilidad del escenario optimista es muy baja, ejerce influencia sobre los valores ponderados debido a su gran disparidad con respecto a los otros dos escenarios.

En todos los casos, se ha asumido que la empresa obtiene una rentabilidad operativa similar a la conseguida por diferentes empresas comparables de Latinoamérica. En cuanto al rendimiento del activo y equity resultantes, son los que se detallan a continuación:

Cuadro 23 – ROA y ROE promedio proyectado

	ROA	ROE
Escenario pesimista	8,0%	17,8%
Escenario base	10,1%	19,5%
Escenario optimista	12,6%	36,1%

Si Bien, el ROA se puede comparar con Latinoamérica, en el caso del ROE parecería ser superior sin embargo para realizar comparaciones precisas deberíamos conocer el costo del fondo del capital propio.

Con respecto a la valuación por comparables, se encuentra que los rangos de posibles valores muestran ciertas disparidades; por un lado los ratios económicos – financieros (FV/EBITDA y FV/Ventas) parecerían estar subvaluados mientras que los ratios operativos (FV/MWh y FV/Clientes) parecerían estar sobrevaluados. El ratio FV/EBITDA es el indicador que menor dispersión presenta con lo cual podría representar un buen indicador de valor. Adicionalmente, la valuación mediante el descuento de flujos en su escenario base se encuentra en los valores mínimos de este ratio con lo cual podría quedar convalidado su valor.

Como se mencionó al inicio del trabajo, la situación definitiva dependerá de las acciones que lleve adelante el nuevo gobierno respecto fundamentalmente a la situación tarifaria. Si bien ha habido avances a inicios del año, el nivel actual de tarifas resultaría una solución de mínima siempre y cuando el cuadro tarifario actual se ajuste al menos por la variación en los costos de distribución (planteo de escenario pesimista) de no ser así el desarrollo de la actividad sería en el mediano plazo inviable.

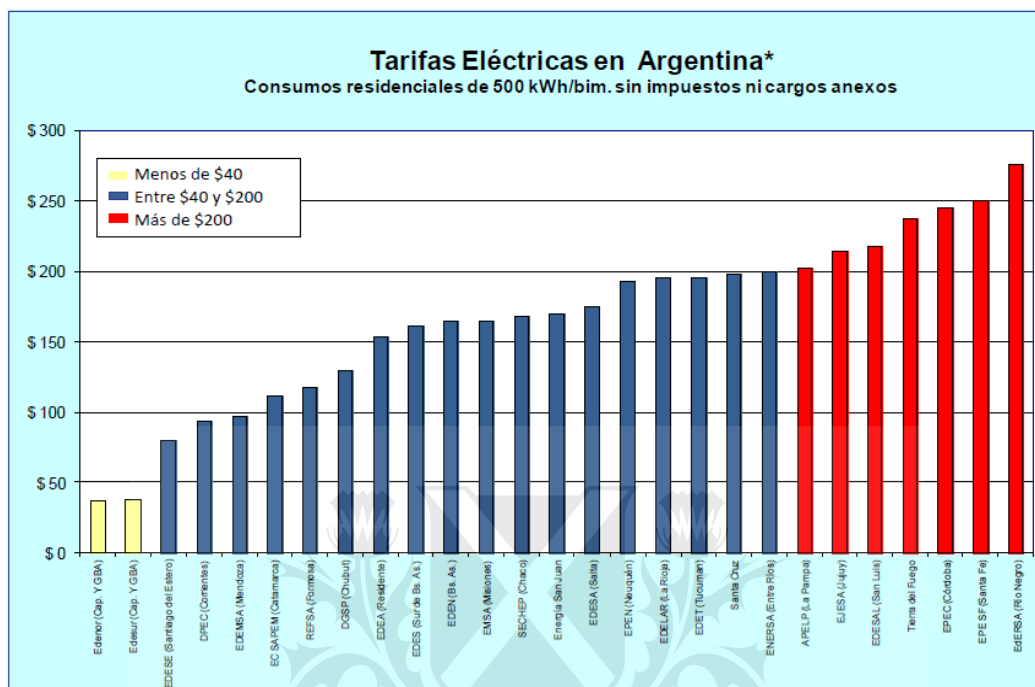


ANEXOS

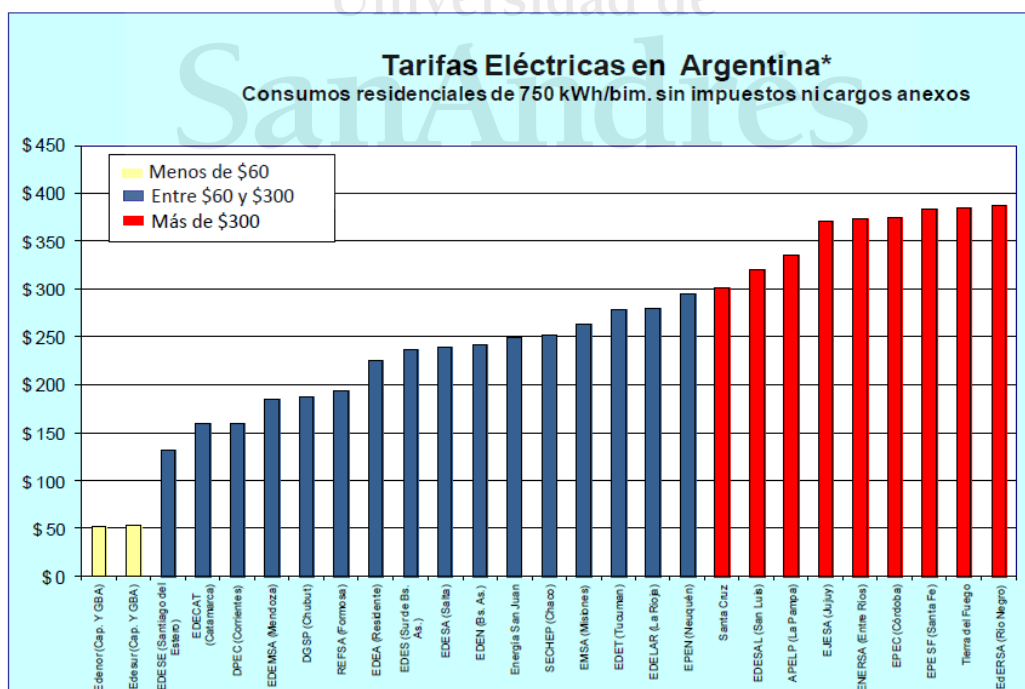
Universidad de
SanAndrés

ANEXO I – Tarifas eléctricas Argentina y Latinoamérica

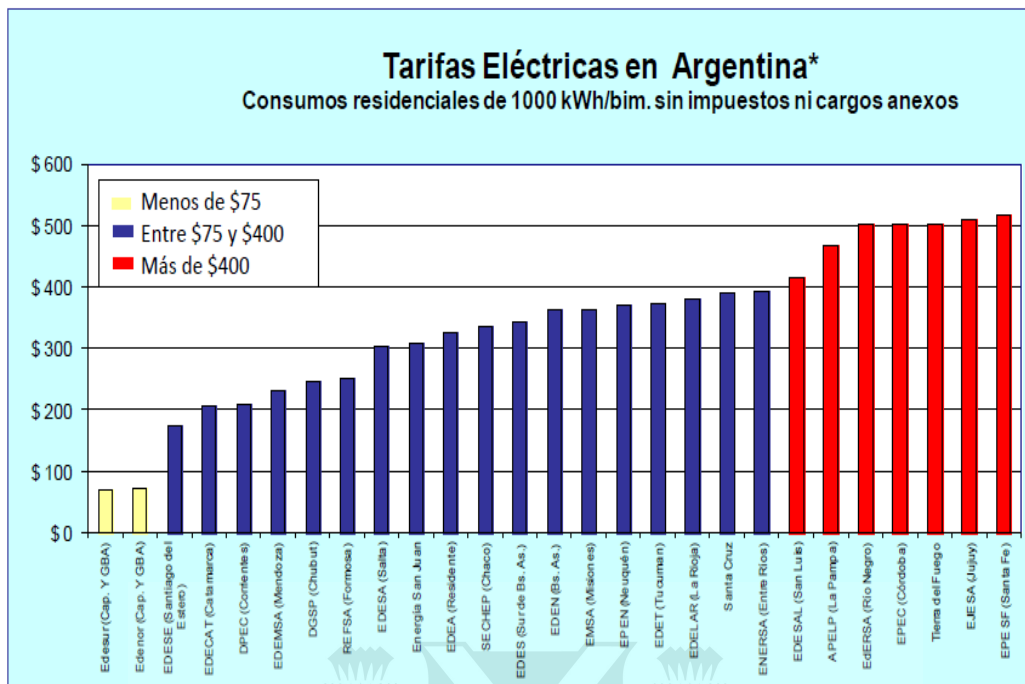
Tarifas argentina



Fuente: FUNDELEC



Fuente: FUNDELEC



Fuente: FUNDELEC

Tarifas Latinoamérica

País	Clientes residenciales			Clientes Comerciales	Clientes Industriales
	150 KWh	300KWh	1000KWh		
Argentina (Edesur)	0,0437	0,0390	0,0472	0,0539	0,0298
Bolivia	0,0582	0,0707	0,0797	0,1076	0,1149
Brasil	0,1323	0,1389	0,1548	0,1552	0,1156
Chile	0,1355	0,1327	0,1307	0,1061	0,0889
Colombia	0,1084	0,1165	0,1222	0,1031	0,0957
Ecuador	0,0905	0,1024	0,1287	0,0968	0,0856
Paraguay	0,0284	0,0444	0,0609	0,0656	0,0294
Perú	0,1427	0,1403	0,1386	0,1096	0,0776
Uruguay	0,1301	0,1965	0,2029	0,1557	0,1098
Venezuela	0,0029	0,0094	0,013	0,0085	0,0052
PROMEDIO	0,0873	0,0991	0,1079	0,0962	0,0753

Datos a Feb 2016 en USD/KWh

Fuente: CERES – Universidad de Belgrano

Anexo II: Acta Acuerdo

Mediante la firma del Acta Acuerdo de adecuación del contrato de concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica de marzo de 2005, se llevaron a cabo una serie de evaluaciones de las cuales se concluyó la necesidad de adecuar ciertos contenidos del Contrato de Concesión con el objetivo de preservar la accesibilidad, continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios y establecer condiciones transitorias y permanentes a fin de mantener el equilibrio contractual entre el Estado Nacional y Edesur.

El Acta Acuerdo se firmó a fin de proveer a la concesión de los recursos necesarios para sostener la continuidad, calidad y seguridad del servicio público mediante la adopción de ciertas medidas transitorias que atenúen el impacto del incremento de los costos de prestación del servicio en la remuneración del concesionario.

El Acta Acuerdo determinó la realización de una RTI⁴⁹ a implementarse por el ENRE para fijar un nuevo régimen tarifario por un período de 5 años.

El contenido principal de este Acta establecía lo siguiente:

- Durante el período de transición⁵⁰, los usuarios residenciales no serían afectados por el aumento de los costos propios de distribución debiéndose aplicar sobre las restantes categorías tarifarias.
- Cada seis meses y a partir del 1° de noviembre de 2005, el ENRE calcularía el MMC sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos. Si el resultado daba una variación en +/- un 5%, el ENRE iniciaría una evaluación determinando si correspondía un ajuste en los ingresos del concesionario. Este ajuste se aplicaría hasta la entrada en vigencia efectiva de la RTI. Cuando la variación superara el +/- 10% se podría solicitar una revisión extraordinaria.
- El MMC que activaría el proceso de redeterminación de los ingresos por variación en los precios contemplaba la estructura de costos del servicio reflejada en la Proyección Económico – Financiera que presentaba anualmente la empresa.
- El ENRE debía expedirse en el plazo de 60 días corridos y los ajustes se aplicarían con carácter retroactivo.
- Desde la vigencia del Acta Acuerdo y hasta la entrada en vigencia de la RTI la compañía debía prestar el servicio en las condiciones definidas como la calidad media de referencia⁵¹ a fin de contribuir al cumplimiento del Plan de Inversiones así como

⁴⁹ Revisión Tarifaria Integral (RTI): Es el procedimiento que implementaría el ENRE con el objeto de determinar el nuevo régimen tarifario de la concesión.

⁵⁰ Período comprendido entre el 2 de enero de 2002 y el 1° de agosto de 2006 (este período fue sucesivamente pospuesto).

⁵¹ Calidad media de referencia: es el promedio de los índices de calidad de prestación del servicio registrados durante el período en los años 2000 – 2003 expresado por los indicadores de frecuencia y duración de interrupciones.

facilitar el desenvolvimiento financiero del concesionario. Debía presentarse al ENRE un Plan Anual de Inversiones e informes de avance mensual.

- Durante el período de transición contractual y a los efectos de garantizar el plan de inversiones, el concesionario sólo podría disponer del excedente de caja para retribuir al capital propio y de terceros en la medida en que se haya dado cumplimiento al Plan de Inversiones.

Pese a la firma del Acta Acuerdo, hasta el año 2015 no hubo avances en relación al reconocimiento de los mayores costos a través del MMC en las tarifas eléctricas. La continuidad de la Ley de Emergencia Económica hizo que año a año fueran postergadas las negociaciones con el ENRE para realizar una RTI que mejore la situación de la Compañía.

En noviembre 2012, mediante la Resolución 347 se estableció la constitución de un Fideicomiso (FOCEDE) el cual tuvo como objetivo la administración de un fondo para la realización de inversiones de infraestructura y de mantenimiento correctivo específicas. El FOCEDE se nutrió de los fondos recaudados mediante el cobro de un cargo fijo en la factura eléctrica el cuál variaba en función al tipo de cliente. Cabe destacar que los fondos recaudados resultaron siempre insuficientes en relación al monto requerido por las obras necesarias, esenciales para el correcto funcionamiento de la red.

Bajo este marco en marzo de 2015 fue publicada la Resolución 32/2015, la cual significó el primer cambio significativo en la situación de la sociedad estableciéndose:

- Un incremento transitorio de los ingresos a partir de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía, salarios y contrataciones para la provisión de bienes y servicios a cuenta de la RTI.
- Estos ingresos adicionales no serían trasladados a tarifa sino que serían transferidos desde CAMMESA con fondos del Estado Nacional.
- Considera los fondos provenientes del PUREE como parte de los ingresos de Edesur (a partir del 1ero de febrero de 2015).
- Instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir a fin de compensar las deudas existentes con dicha entidad por la totalidad de los montos reconocidos por el MMC no trasladados a tarifa (una vez compensados los montos que hasta el 1ero de febrero de 2015 estaban adeudados dentro del programa del PUREE). En julio de 2015 fueron realizadas la totalidad de las compensaciones mediante la emisión y aceptación de las liquidaciones de venta y otros documentos transaccionales.
- Se instruyó al ENRE a efectuar todas las acciones necesarias para llevar adelante la RTI pero no indicando una fecha específica para su entrada en vigencia.

En diciembre de 2015 mediante el Decreto 134/2015 se declaró la emergencia para el sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 instruyendo al Ministerio de Energía y Minería a que elabore, ponga en vigencia e implemente las acciones que sean necesarias a fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

El 27 de enero de 2016 el MEyM publicó la Resolución 6/2016 que fija para el MEM nuevos precios de referencia de energía y de potencia para el período de verano (hasta abril de 2016) las cuales reflejan aunque sea parcialmente los aumentos en los costos de producción de energía.

El 28 de enero el MEyM publicó la Resolución 7/2016 que instruye al ENRE a efectuar un ajuste en el VAD en los cuadros tarifarios vigentes a cuenta de la RTI la cual se estableció debe estar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Finalmente el 29 de enero, el ENRE emitió las Resoluciones 1/2016 y 2/2016, la primera de ellas con el detalle del nuevo cuadro tarifario y la segunda estableciendo el fin del FOCEDE y la creación de una cuenta específica para inversiones bajo la administración de la compañía.



ANEXO III – Evolución histórica Estado de Situación Patrimonial

Datos en \$ millones

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ACTIVO	1.308,7	1.427,9	1.551,9	1.525,0	1.480,6	1.470,3	1.451,9	1.481,6	1.508,5	3.296,7	3.212,8	3.054,8	2.996,4	2.993,3	3.015,9	3.292,1	3.595,9	3.833,2	4.220,5	4.534,6	4.849,7	7.675,8	12.738,5	12.910,9
<i>Activo Corriente</i>	265,6	310,8	279,0	266,1	249,4	218,9	133,0	167,5	188,9	357,7	238,0	266,1	310,0	361,0	396,1	519,8	617,7	700,8	891,6	695,1	780,1	2.687,4	5.701,7	3.497,5
Efectivo y equivalentes de efectivo	104,5	62,0	3,9	5,8	27,4	37,4	6,9	18,6	44,5	24,6	64,1	98,8	120,2	131,1	147,9	157,2	144,9	214,0	404,1	98,7	40,0	106,7	78,7	462,7
Créditos por Servicios	121,6	162,3	173,5	175,9	147,6	138,9	118,2	140,2	134,5	310,1	152,7	147,9	178,6	222,7	221,0	334,2	422,4	438,7	433,6	439,8	524,1	693,3	701,5	887,4
Otros Créditos	8,3	36,4	40,6	39,2	36,0	10,6	7,9	8,7	9,9	23,0	21,2	19,4	11,3	7,2	9,3	9,8	16,7	24,3	36,7	57,0	71,5	1.849,0	4.027,9	1.123,7
Crédito por Impuesto a las Ganancias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	0,0	448,0	544,9
Materiales y repuestos (Inventario)	31,2	50,1	60,9	45,3	38,4	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,9	18,6	33,8	23,8	17,2	24,9	31,4	35,5	95,1	126,2
<i>Activo No Corriente</i>	1.043,1	1.117,1	1.272,9	1.258,9	1.231,1	1.251,4	1.318,9	1.314,1	1.319,7	2.939,0	2.974,8	2.788,8	2.686,4	2.632,3	2.619,9	2.772,4	2.978,2	3.132,3	3.329,0	3.839,5	4.069,6	4.988,4	7.036,8	9.413,4
Activos intangibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,2	35,8	41,2	39,5	40,9	40,3
Créditos por Servicios	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	4,2	6,8	4,3	1,8	3,1	7,2	8,7	6,6	5,8	5,0	122,1	75,3	58,8	4,2	11,4	17,1	20,7	18,0	36,8
Otros Créditos	40,3	59,4	63,0	26,1	0,6	0,0	0,6	0,4	13,9	44,9	164,3	107,4	76,8	57,0	59,4	7,9	7,8	6,4	6,1	6,0	6,0	12,8	12,7	88,9
Materiales y repuestos (Inventario)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	75,6	82,4	72,0	68,8	85,4	63,8	73,4	118,9	89,8	76,2	112,0	76,9	127,4	1,0	0,8
Bienes de uso	1.002,8	1.057,7	1.209,9	1.232,6	1.229,7	1.247,3	1.311,5	1.309,3	1.303,9	2.815,5	2.720,9	2.600,6	2.534,2	2.484,1	2.491,7	2.569,0	2.776,2	2.977,4	3.208,3	3.674,4	3.928,4	4.788,0	6.964,2	9.246,5
PASIVO	363,3	487,5	582,6	481,3	391,0	394,6	367,2	402,9	521,9	1.118,8	1.070,9	930,1	900,0	939,9	1.025,2	1.140,8	1.353,4	1.887,1	2.335,5	3.120,0	4.238,0	5.903,4	12.323,5	11.165,8
<i>Pasivo Corriente</i>	363,3	402,9	256,1	426,1	208,7	238,1	208,6	377,9	413,5	842,0	991,7	673,1	497,4	536,9	527,8	789,9	1.059,6	1.281,5	1.880,1	2.569,4	3.898,9	5.554,9	10.205,4	7.288,4
Cuentas por Pagar	68,9	93,7	119,9	110,0	88,2	95,6	108,6	122,3	139,2	234,8	209,0	216,7	219,9	243,1	206,7	258,7	362,2	350,1	447,0	569,2	1.026,4	2.940,8	7.037,4	3.930,0
Deuda Financiera	234,9	237,9	49,2	249,5	53,9	22,7	7,4	152,6	166,3	386,4	645,4	297,8	91,2	172,0	93,7	18,0	84,5	79,5	96,6	182,0	279,0	99,8	95,4	9,6
Deudas Sociales y Fiscales	32,1	39,6	53,2	49,8	43,0	91,2	61,5	45,5	65,3	141,7	62,4	54,1	57,3	67,0	72,5	150,8	181,8	155,7	164,1	246,7	297,5	456,8	483,6	794,5
Otros Pasivos	27,4	31,7	33,8	16,8	23,6	28,6	31,1	57,5	42,8	79,2	17,7	38,9	67,6	2,0	46,2	222,5	263,3	538,3	926,8	1.394,1	2.003,2	1.467,3	1.887,3	1.985,1
Provisiones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,2	65,5	61,4	52,8	108,7	139,9	167,9	158,0	245,6	177,5	293,0	590,2	455,4	500,3
<i>Pasivo No Corriente</i>	-	84,5	326,5	55,2	182,4	156,4	158,6	25,0	108,3	276,8	79,2	257,0	402,6	403,0	497,5	350,9	293,8	605,6	455,5	550,7	339,1	348,6	2.118,1	3.877,3
Cuentas por Pagar	0,0	0,0	1,6	2,4	1,6	1,0	0,7	0,6	0,0	0,0	1,3	0,7	33,1	0,0	2,8	7,1	6,3	15,4	10,8	12,4	28,8	69,8	125,0	183,9
Deuda Financiera	0,0	84,5	293,5	50,0	180,0	150,0	150,0	0,0	86,2	211,5	43,4	218,1	326,9	225,5	376,5	270,3	209,1	233,8	139,3	210,0	28,0	78,3	0,0	0,0
Deudas Sociales y Fiscales	0,0	0,0	0,0	2,8	0,8	1,5	1,2	6,4	13,4	30,4	10,7	10,2	8,3	7,8	9,7	39,0	39,1	305,7	228,9	251,7	201,9	98,0	203,1	255,5
Provisiones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,7	28,0	34,2	108,0	63,0	34,4	39,3	50,7	76,5	76,5	80,4	102,4	118,0	192,4
PATRIMONIO NETO	945,4	940,4	969,2	1.043,7	1.089,5	1.075,8	1.084,7	1.078,7	986,7	2.177,9	2.141,9	2.124,7	2.096,4	2.053,4	1.990,7	2.151,4	2.242,5	1.946,1	1.885,0	1.414,6	611,7	1.772,3	415,0	1.745,1
Patrimonio neto inicial	976,1	1.002,4	985,7	969,2	1.006,8	1.008,8	991,6	1.055,8	893,3	1.962,9	2.163,3	2.141,9	2.124,7	2.096,1	2.054,2	1.989,9	2.149,2	1.881,2	1.937,7	1.885,0	1.413,3	611,8	1.773,5	415,0
Resultado del ejercicio	(30,7)	(62,0)	(16,5)	74,4	82,7	66,9	93,2	22,9	93,4	215,0	(21,4)	(17,1)	(28,3)	(42,7)	(63,5)	161,5	93,3	64,9	(52,7)	(470,4)	(801,6)	1.160,5	(1.358,5)	1.330,1

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Balances de la compañía.

ANEXO IV – Evolución histórica Estado de Resultados

Datos en \$ millones	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por Servicio	212,3	738,9	809,5	828,4	862,8	869,0	864,1	906,3	899,4	1.936,4	1.068,4	920,2	1.103,8	1.343,0	1.411,7	2.061,1	2.048,1	2.203,9	2.260,8	2.369,8	2.855,9	3.054,6	3.178,3	7.686,4
Costo de Explotación	(223,7)	(722,2)	(759,3)	(695,2)	(687,1)	(685,7)	(646,5)	(749,0)	(637,2)	(1.328,2)	(838,5)	(767,9)	(917,4)	(1.134,6)	(1.213,1)	(1.386,1)	(1.519,2)	(1.639,7)	(1.869,6)	(2.147,0)	(2.768,5)	(3.536,1)	(4.637,8)	(5.304,0)
Utilidad Bruta	(11,5)	16,7	50,2	133,2	175,7	183,4	217,6	157,3	262,2	608,3	229,9	152,3	186,5	208,4	198,5	675,0	529,0	564,2	391,2	222,8	87,3	(481,5)	(1.459,5)	2.382,4
Gastos de Adm. y Com.	(27,1)	(103,5)	(90,9)	(105,2)	(108,1)	(93,3)	(91,1)	(113,8)	(115,1)	(246,7)	(168,3)	(149,0)	(158,6)	(179,5)	(220,7)	(276,8)	(362,1)	(425,3)	(454,1)	(604,3)	(728,6)	(1.011,4)	(1.409,4)	(1.852,9)
Resultado Operativo	(38,5)	(86,8)	(40,8)	27,9	67,5	90,1	126,6	43,5	147,2	361,6	46,9	(17,2)	8,2	12,8	(36,9)	394,0	158,0	130,9	(70,1)	(387,6)	(616,1)	1.284,3	(791,3)	1.405,1
Resultados Financieros y por Tenencia	4,0	20,3	19,0	9,1	11,7	16,5	24,0	16,1	1,1	4,0	(328,4)	63,1	(31,1)	(23,0)	(6,9)	(88,2)	37,3	(0,6)	(10,4)	(29,1)	(260,5)	(119,1)	(546,1)	(55,7)
Generados por Activos	13,4	45,9	18,4	14,6	36,0	31,4	33,7	28,1	17,4	44,0	(284,2)	17,9	20,1	27,3	43,7	4,5	91,9	61,0	84,0	63,3	57,8	371,2	423,1	978,1
Generados por pasivos	(9,4)	(25,6)	0,6	(5,5)	(24,3)	(14,9)	(9,7)	(11,9)	(16,3)	(40,0)	(44,2)	45,2	(51,1)	(50,3)	(50,6)	(92,7)	(54,6)	(61,5)	(94,4)	(92,4)	(318,3)	(490,4)	(969,2)	(1.033,8)
Utilidad antes de impuestos	(30,7)	(62,0)	(16,5)	49,0	82,7	109,0	151,8	54,6	141,7	349,2	(281,5)	44,3	14,1	(10,2)	(43,7)	305,8	195,3	100,0	(80,6)	(416,7)	(876,6)	1.165,2	(1.337,4)	1.349,9
Dividendos pagados	0,0	0,0	0,0	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impuesto a las Ganancias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(42,0)	(58,7)	(31,7)	(48,3)	(134,2)	260,1	(61,5)	(42,4)	(32,5)	(19,7)	(144,3)	(102,0)	(35,1)	27,9	(41,6)	76,6	11,6	(11,7)	(7,6)
UTILIDAD / PERDIDA DEL EJERCICIO	(30,7)	(62,0)	(16,5)	74,4	82,7	66,9	93,2	22,9	93,4	215,0	(21,4)	(17,1)	(28,3)	(42,7)	(63,5)	161,5	93,3	64,9	(52,7)	(458,3)	(800,0)	1.176,8	(1.349,1)	1.342,3
Otros resultados integrales netos de impuesto a las ganancias.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(12,1)	(1,6)	(16,3)	(9,3)	(12,2)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL DEL EJERCICIO	(30,7)	(62,0)	(16,5)	74,4	82,7	66,9	93,2	22,9	93,4	215,0	(21,4)	(17,1)	(28,3)	(42,7)	(63,5)	161,5	93,3	64,9	(52,7)	(470,4)	(801,6)	1.160,5	(1.358,5)	1.330,1

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Balances de la compañía.

ANEXO V – Evolución histórica del flujo de fondos

Datos en \$ millones	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por Servicio	212,3	738,9	809,5	828,4	862,8	869,0	864,1	906,3	899,4	1.936,4	1.068,4	920,2	1.103,8	1.343,0	1.411,7	2.061,1	2.048,1	2.203,9	2.260,8	2.369,8	2.855,9	3.054,6	3.178,3	7.686,4
Compras de energía	(146,3)	(485,0)	(456,9)	(416,4)	(430,0)	(413,1)	(398,5)	(414,3)	(412,0)	(809,0)	(429,1)	(403,8)	(557,4)	(736,9)	(826,4)	(926,6)	(964,3)	(1.026,0)	(1.080,0)	(1.199,8)	(1.643,5)	(1.908,4)	(2.305,3)	(2.208,1)
MARGEN BRUTO	66,0	254,0	352,6	412,0	432,8	455,9	465,6	492,0	487,4	1.127,5	639,2	516,4	546,4	606,1	585,2	1.134,5	1.083,8	1.177,9	1.180,8	1.169,9	1.212,4	1.146,2	873,0	5.478,3
Otros Costos Directos de Explotación	(57,5)	(148,6)	(171,9)	(132,3)	(137,0)	(140,2)	(134,7)	(190,6)	(118,2)	(357,5)	(158,6)	(136,6)	(150,6)	(122,8)	(159,5)	(222,0)	(327,5)	(357,0)	(436,4)	(576,4)	(610,6)	(857,5)	(1.471,9)	(2.229,2)
MARGEN OPERATIVO	8,4	105,4	180,7	279,7	295,8	315,7	331,0	301,4	369,2	769,9	465,9	359,3	376,2	467,1	411,0	908,3	747,5	812,9	737,1	587,5	626,8	3.065,8	1.478,7	4.124,7
Gastos de Adm. y Com	(27,1)	(90,0)	(75,1)	(81,5)	(84,6)	(81,9)	(74,5)	(91,0)	(86,8)	(198,7)	(125,3)	(119,6)	(132,5)	(155,4)	(199,9)	(254,1)	(342,6)	(393,5)	(426,5)	(580,1)	(699,4)	(974,2)	(1.356,7)	(1.801,7)
EBITDA	(18,6)	15,4	105,6	198,2	211,2	233,8	256,5	210,4	282,4	571,2	340,6	239,7	243,7	311,7	211,1	654,2	404,9	419,4	310,6	7,4	(72,6)	2.091,7	122,0	2.323,0
Variación de Capital de trabajo	(40,5)	(33,6)	17,5	(55,7)	4,2	(30,8)	(39,3)	(48,4)	(58,4)	(253,7)	(12,3)	(13,7)	(0,4)	(94,4)	(58,6)	(204,9)	143,0	196,2	484,2	370,1	647,2	(612,1)	1.100,1	(158,7)
Impuesto a las ganancias sin financiación	0,0	0,0	0,0	0,0	(16,8)	(38,1)	(53,1)	(19,1)	(49,6)	(122,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(10,1)	(68,4)	(35,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cash Flow de Actividades Operativas	(59,1)	(18,2)	123,1	142,6	198,6	164,8	164,0	142,9	174,3	195,3	328,3	226,0	243,3	217,3	152,4	439,2	479,5	580,7	794,8	377,5	574,6	1.479,6	1.222,1	2.164,2
CAPEX (De expansión)	(9,6)	(62,1)	(179,4)	(125,8)	(94,0)	(115,5)	(136,6)	(107,7)	(107,5)	(227,6)	(82,3)	(66,0)	(89,8)	(113,0)	(143,9)	(198,7)	(289,9)	(281,9)	(360,2)	(495,8)	(387,5)	(884,6)	(1.743,0)	(2.140,7)
CAPEX (De mantenimiento)	(41,9)	(38,2)	(32,8)	(0,0)	0,0	0,0	2,7	0,0	0,8	(82,8)	(38,5)	(50,7)	(73,3)	(77,3)	(81,1)	(108,5)	(195,5)	(93,8)	(125,3)	(254,2)	(138,0)	(360,7)	(780,7)	(650,6)
Cash Flow de Actividades de Inversión	(44,6)	(93,4)	(205,3)	(110,2)	(74,6)	(86,0)	(94,9)	(94,9)	(50,8)	(45,7)	(86,5)	(74,9)	(104,2)	(158,4)	(177,0)	(216,9)	(466,1)	(449,3)	(500,1)	(730,6)	(572,3)	(1.257,6)	(2.805,4)	(3.268,0)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(103,7)	(111,5)	(82,2)	32,3	124,1	78,8	69,1	48,0	123,6	149,6	241,8	151,1	139,1	58,9	(24,6)	222,3	13,4	131,3	294,7	(353,1)	2,3	222,0	(1.583,3)	(1.103,8)
Tomas/cancelaciones de deuda bancaria	208,2	69,1	24,1	(30,5)	(65,6)	11,8	(15,4)	(7,4)	87,8	20,6	(151,7)	(93,9)	(97,5)	(26,3)	68,6	(184,4)	(6,9)	8,8	(76,0)	78,7	(19,6)	(119,0)	(88,8)	(75,8)
Deuda Cammesa por mutuos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.672,0	1.573,5
Intereses pagados / ganados	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(77,8)	(34,5)	(31,1)	(33,3)	(41,8)	(44,1)	(28,9)	(35,6)	(44,0)	(47,7)	(63,6)	(55,8)	(42,9)	(15,4)
Ahorro fiscal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,2	12,1	10,9	11,6	14,6	15,4	10,1	12,4	15,4	16,7	22,3	19,5	15,0	5,4
Cash Flow de Actividades de Financiación	208,2	69,1	24,1	(30,5)	(65,6)	11,8	(15,4)	(7,4)	87,8	20,6	(202,2)	(116,4)	(117,8)	(47,9)	41,4	(213,0)	(25,6)	(14,3)	(104,6)	47,7	(61,0)	(155,3)	1.555,4	1.487,7
FLUJO DE FONDOS PARA EL ACCIONISTA	104,5	(42,4)	(58,1)	1,9	58,5	90,6	53,7	40,6	211,4	170,2	39,5	34,7	21,3	11,0	16,8	9,3	(12,2)	117,0	190,1	(305,4)	(58,7)	66,6	(28,0)	384,0
Dividendos pagados	0,0	0,0	0,0	0,0	(36,9)	(80,7)	(84,2)	(28,9)	(38,8)	(190,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(48,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Efectivo al inicio	0,0	104,5	62,0	3,9	5,8	27,4	37,4	6,9	18,6	44,5	24,6	64,1	98,8	120,2	131,1	147,9	157,2	144,9	214,0	404,1	98,7	40,0	106,7	78,7
CAJA FINAL	104,5	62,0	3,9	5,8	27,4	37,4	6,9	18,6	44,5	24,6	64,1	98,8	120,2	131,1	147,9	157,2	144,9	214,0	404,1	98,7	40,0	106,7	78,7	462,7

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Balances de la compañía.

ANEXO VI – Detalle de ganancias de empresas latinoamericanas

Los resultados que se exponen corresponden al promedio de los datos correspondientes a los últimos 4 años.

	BRASIL				CHILE						PERU	
	Ampla	Coelba	Ceara	Energisa	CPFL	Electro Norte	Antofagasta	Iquique	Arica	Cia. Elec. Del Litoral	Edelnor	Luz del Sur
Cost of Revenue, Total	75,48%	70,09%	77,47%	70,70%	71,78%	80,54%	83,80%	82,23%	81,23%	69,21%	72,82%	71,34%
Gross Profit	24,52%	29,91%	22,53%	29,30%	28,22%	19,46%	16,20%	17,77%	18,77%	30,79%	27,18%	28,66%
Selling/General/Admin. Expenses, Total	7,09%	11,44%	4,79%	13,73%	9,18%	7,99%	8,02%	7,61%	8,85%	8,95%	7,69%	5,15%
Total Operating Expense	82,57%	81,53%	82,26%	84,43%	80,96%	88,53%	91,81%	89,84%	90,08%	78,16%	80,50%	76,49%
Operating Income	17,43%	18,47%	17,74%	15,57%	19,04%	11,47%	8,19%	10,16%	9,92%	21,84%	19,50%	23,51%
Net Income Before Taxes	13,73%	15,45%	15,10%	9,86%	14,25%	11,11%	6,95%	11,23%	10,47%	22,71%	16,31%	22,22%
Net Income After Taxes	8,84%	13,28%	12,29%	7,52%	9,18%	7,39%	5,77%	9,47%	9,59%	18,56%	11,51%	15,76%
Net Income	8,84%	13,28%	12,29%	7,66%	9,08%	7,39%	5,77%	9,47%	9,59%	18,55%	11,51%	15,76%
Normalized EBITDA	22,69%	23,81%	22,81%	21,14%	26,40%	20,86%	11,57%	13,21%	12,84%	24,79%	25,57%	27,11%

	RESUMEN LATAM			
	Mínimo	Máximo	Promedio	Desvío
Cost of Revenue, Total	69,21%	83,80%	75,56%	5,28%
Gross Profit	16,20%	30,79%	24,44%	5,28%
Selling/General/Admin. Expenses, Total	4,79%	13,73%	8,37%	2,44%
Total Operating Expense	76,49%	91,81%	83,93%	5,01%
Operating Income	8,19%	23,51%	16,07%	5,01%
Net Income Before Taxes	6,95%	22,71%	14,12%	4,74%
Net Income After Taxes	5,77%	18,56%	10,76%	3,71%
Net Income	5,77%	18,55%	10,76%	3,70%
Normalized EBITDA	11,57%	27,11%	21,07%	5,49%

Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de Reuters Eikon.

ANEXO VII – Proyección variables macroeconómicas

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inflación USA (%)	1,7%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Inflación Oficial (%)	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Tipo de cambio de cierre Oficial (ARP/USD)	\$ 14,15	\$ 15,29	\$ 16,75	\$ 18,09	\$ 19,90	\$ 21,39	\$ 22,46	\$ 23,58	\$ 24,76	\$ 26,00
Crecimiento del PBI (%)	2,1%	2,8%	3,0%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
BADLAR (%)	26,6%	23,4%	21,1%	15,6%	13,1%	10,0%	9,5%	8,0%	7,0%	7,0%
Tipo de cambio teórico (ARP/USD)	\$ 4,00	\$ 4,59	\$ 5,13	\$ 5,68	\$ 6,14	\$ 6,49	\$ 6,69	\$ 6,91	\$ 7,13	\$ 7,36
Tipo de cambio real (ARP/USD)	\$ 3,54	\$ 3,33	\$ 3,26	\$ 3,19	\$ 3,24	\$ 3,30	\$ 3,36	\$ 3,41	\$ 3,47	\$ 3,53
Variación de salarios (%)	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de la información extraída del Informe Economic forecasts from the worlds leading Economists Argentina Abril 2015 y actualizaciones de página web enero 2016.

Anexo VIII - Cálculo de Beta

<i>Company Name</i>	<i>Unlevered Beta</i>
NRG Energy, Inc.	0,21
CMS Energy Corp.	0,22
PG&E Corporation	0,24
FirstEnergy Corp.	0,24
Unitil Corp.	0,24
Edison International	0,25
MGE Energy Inc.	0,26
Dominion Resources, Inc.	0,26
American Electric Power Co., Inc.	0,27
Cleco Corporation	0,27
ITC Holdings Corp.	0,27
Eversource Energy	0,27
Atlantic Power Corporation	0,28
PNM Resources, Inc.	0,28
Northwestern Corporation	0,29
Calpine Corp.	0,30
DTE Energy Company	0,30
PPL Corporation	0,30
Alliant Energy Corporation	0,30
Great Plains Energy Incorporated	0,31
Portland General Electric Company	0,31
Exelon Corporation	0,31
NextEra Energy, Inc.	0,32
ALLETE, Inc.	0,33
Pinnacle West Capital Corporation	0,34
El Paso Electric Co.	0,35
Westar Energy, Inc.	0,37
Public Service Enterprise Group Inc.	0,38
IdaCorp, Inc.	0,39
Black Hills Corporation	0,40
Entergy Corporation	0,40
Hawaiian Electric Industries Inc.	0,40
TECO Energy, Inc.	0,43
The AES Corporation	0,46
Avangrid, Inc.	0,51
PROMEDIO	0,31

Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de infinantial.com

ANEXO IX – Detalle cálculo WACC

<i>Datos al 31/12/2015</i>		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 en adelante
A. Cost of Equity								
Rf	=	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
CRP	=	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%
β_u		0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
β_e	=	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
MRP	=	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
Ke	=	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
B. Cost of Debt								
Rendimiento Bono Edeno 2022	=	10,2%	10,2%	10,1%	10,0%	9,9%	9,8%	9,8%
Impuesto	=	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%
Kd	=	6,6%	6,6%	6,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%
C. WACC								
Ke	=	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
% Equity	=	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%
Kd	=	6,6%	6,6%	6,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%
% Deuda	=	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
WACC (US\$)	=	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	8,9%	8,9%
Inflación esperada ARG	=	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%
Inflación esperada USA	=	1,7%	2,2%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
WACC AR\$	=	33,9%	25,2%	21,9%	20,5%	17,8%	15,1%	12,4%

Fuente: Elaboración propia.

Anexo X – Proyección de variables del negocio – Escenario base

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda de Energía (GWh)	21.742	22.395	23.066	23.758	24.471	25.205	25.961	26.740	27.542	28.369
Ventas de energía (GWh)	19.035	19.568	20.116	20.680	21.259	21.854	22.466	23.095	23.742	24.406
Ingreso por Servicio (\$ MM)	\$ 11.799	\$ 12.735	\$ 16.390	\$ 20.472	\$ 25.722	\$ 28.425	\$ 30.682	\$ 33.119	\$ 35.748	\$ 38.587
Compras de Energía (\$ MM)	\$ 3.721,8	\$ 3.432,0	\$ 5.498,6	\$ 7.892,0	\$ 11.369,3	\$ 12.871,8	\$ 14.216,8	\$ 15.684,7	\$ 17.286,2	\$ 19.032,6
Margen (\$ MM)	\$ 8.077,1	\$ 9.303,1	\$ 10.891,9	\$ 12.580,0	\$ 14.352,7	\$ 15.553,6	\$ 16.465,6	\$ 17.433,8	\$ 18.462,0	\$ 19.554,0
Precio de venta (\$/MWh)	\$ 619,8	\$ 650,8	\$ 814,8	\$ 990,0	\$ 1.210,0	\$ 1.300,7	\$ 1.365,7	\$ 1.434,0	\$ 1.505,7	\$ 1.581,0
Precio de Compra (\$/MWh)	\$ 171,2	\$ 153,2	\$ 238,4	\$ 332,2	\$ 464,6	\$ 510,7	\$ 547,6	\$ 586,6	\$ 627,6	\$ 670,9
Margen (\$/MWh)	\$ 448,7	\$ 497,5	\$ 576,4	\$ 657,8	\$ 745,4	\$ 790,0	\$ 818,1	\$ 847,5	\$ 878,1	\$ 910,1
OPEX (\$ MM) - Sin Energía	\$ 6.181,1	\$ 7.256,6	\$ 8.258,0	\$ 9.290,2	\$ 10.219,2	\$ 10.985,7	\$ 11.535,0	\$ 12.111,7	\$ 12.717,3	\$ 13.353,2
CAPEX (\$ MM)	\$ 2.229,0	\$ 2.480,9	\$ 2.799,3	\$ 3.113,9	\$ 3.528,1	\$ 3.906,5	\$ 4.224,8	\$ 4.569,2	\$ 4.941,6	\$ 5.344,3
EBITDA (\$ MM)	\$ 3.068,6	\$ 3.353,0	\$ 4.089,3	\$ 4.915,7	\$ 5.948,0	\$ 6.599,7	\$ 7.200,1	\$ 7.839,6	\$ 8.522,3	\$ 9.252,8
Deuda Financiera (\$ MM)	\$ 609,6	\$ 1.509,6	\$ 2.109,6	\$ 2.559,6	\$ 2.749,6	\$ 2.149,6	\$ 2.269,6	\$ 2.269,6	\$ 2.269,6	\$ 2.269,6
Deuda Cammesa (\$MM)	\$ 4.980,8	\$ 4.837,9	\$ 4.650,4	\$ 4.312,2	\$ 3.819,6	\$ 3.097,9	\$ 2.231,1	\$ 1.510,7	\$ 636,8	\$ 0,0
Dividendos + Multas (\$MM)	\$ 1.546,0	\$ 1.376,2	\$ 1.206,3	\$ 1.036,5	\$ 884,0	\$ 1.581,1	\$ 2.131,6	\$ 2.835,6	\$ 3.610,6	\$ 3.440,8
CAJA (\$MM)	\$ 14,4	\$ 99,9	\$ 54,9	\$ 12,6	\$ 8,0	\$ 54,0	\$ 12,7	\$ 496,7	\$ 992,3	\$ 947,8

Anexo XI – Flujo de fondos – Escenario base

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	11.798,9	12.735,0	16.390,5	20.472,0	25.722,0	28.425,4	30.682,3	33.118,5	35.748,1	38.586,5
Compras de energía	(3.721,8)	(3.432,0)	(5.498,6)	(7.892,0)	(11.369,3)	(12.871,8)	(14.216,8)	(15.684,7)	(17.286,2)	(19.032,6)
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.303,1	10.891,9	12.580,0	14.352,7	15.553,6	16.465,6	17.433,8	18.462,0	19.554,0
Otros Costos Directos de Explotación	(2.810,3)	(3.363,7)	(3.856,7)	(4.349,4)	(4.760,3)	(5.042,8)	(5.169,8)	(5.304,7)	(5.446,5)	(5.594,3)
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	5.939,4	7.035,2	8.230,6	9.592,4	10.510,8	11.295,8	12.129,1	13.015,4	13.959,6
Gastos de Adm. y Com	(2.198,2)	(2.586,4)	(2.945,8)	(3.315,0)	(3.644,4)	(3.911,1)	(4.095,6)	(4.289,5)	(4.493,1)	(4.706,8)
EBITDA	3.068,6	3.353,0	4.089,3	4.915,7	5.948,0	6.599,7	7.200,1	7.839,6	8.522,3	9.252,8
Variación de Capital de trabajo	(2.306,7)	(68,7)	(267,6)	(285,0)	(328,5)	626,5	485,3	632,5	696,7	(255,7)
Impuesto a las ganancias sin financiación	(663,6)	(716,3)	(921,9)	(1.151,4)	(1.446,7)	(1.598,8)	(1.725,7)	(1.862,7)	(2.010,6)	(2.170,3)
Cash Flow de Actividades Operativas	98,2	2.568,0	2.899,9	3.479,2	4.172,8	5.627,5	5.959,8	6.609,4	7.208,4	6.826,9
CAPEX (De expansión)	(1.894,7)	(1.984,7)	(1.959,5)	(2.179,7)	(2.469,7)	(2.734,5)	(2.957,4)	(3.198,4)	(3.459,1)	(3.741,0)
CAPEX (De mantenimiento)	(334,4)	(496,2)	(839,8)	(934,2)	(1.058,4)	(1.171,9)	(1.267,5)	(1.370,7)	(1.482,5)	(1.603,3)
Cash Flow de Actividades de Inversión	(2.229,0)	(2.480,9)	(2.799,3)	(3.113,9)	(3.528,1)	(3.906,5)	(4.224,8)	(4.569,2)	(4.941,6)	(5.344,3)
Otros cambios en activos y pasivos	240,5	35,4	187,7	211,8	277,9	139,1	117,4	126,7	137,1	148,4
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(1.890,3)	122,6	288,3	577,0	922,7	1.860,1	1.852,3	2.166,9	2.403,9	1.631,0
Tomas/cancelaciones de deuda bancaria	600,0	900,0	600,0	450,0	190,0	(600,0)	120,0			
Deuda Cammesa por mutuos	(3.245,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deuda Cammesa	4.980,8	(142,8)	(187,6)	(338,2)	(492,5)	(721,7)	(866,9)	(720,4)	(873,9)	(636,8)
Intereses ganados	123,1	3,4	21,1	8,6	1,6	0,8	4,2	1,0	38,5	76,8
Intereses pagados	(1.497,2)	(1.225,4)	(1.168,3)	(1.133,5)	(962,8)	(731,6)	(434,7)	(373,7)	(285,4)	(221,1)
Ahorro fiscal	480,9	427,7	401,5	393,7	336,4	255,8	150,7	130,4	86,4	50,5
Cash Flow de Actividades de Financiación	1.442,1	(37,1)	(333,3)	(619,4)	(927,2)	(1.796,7)	(1.026,7)	(962,6)	(1.034,4)	(730,6)
FLUJO DE FONDOS PARA EL ACCIONISTA	(448,2)	85,4	(45,0)	(42,4)	(4,6)	63,4	825,6	1.204,3	1.369,5	900,4
Dividendos pagados	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(17,4)	(866,9)	(720,4)	(873,9)	(944,9)
Efectivo al inicio	462,7	14,4	99,9	54,9	12,6	8,0	54,0	12,7	496,7	992,3
CAJA FINAL	14,4	99,9	54,9	12,6	8,0	54,0	12,7	496,7	992,3	947,8

Anexo XII – Estado de Resultados – Escenario base

<i>Datos en \$ millones</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	11.798,9	12.735,0	16.390,5	20.472,0	25.722,0	28.425,4	30.682,3	33.118,5	35.748,1	38.586,5
Costo de Explotación	(6.532,1)	(6.795,7)	(9.355,3)	(12.241,4)	(16.129,6)	(17.914,5)	(19.386,6)	(20.989,4)	(22.732,7)	(24.626,9)
Margen Bruto	5.266,8	5.939,4	7.035,2	8.230,6	9.592,4	10.510,8	11.295,8	12.129,1	13.015,4	13.959,6
Gastos de Adm. y Com	(2.198,2)	(2.586,4)	(2.945,8)	(3.315,0)	(3.644,4)	(3.911,1)	(4.095,6)	(4.289,5)	(4.493,1)	(4.706,8)
EBITDA	3.068,6	3.353,0	4.089,3	4.915,7	5.948,0	6.599,7	7.200,1	7.839,6	8.522,3	9.252,8
Depreciaciones y Amortizaciones	(1.172,5)	(1.306,5)	(1.455,4)	(1.625,8)	(1.814,5)	(2.031,8)	(2.269,5)	(2.517,5)	(2.777,7)	(3.052,1)
EBIT	1.896,1	2.046,5	2.633,9	3.289,8	4.133,5	4.567,9	4.930,6	5.322,1	5.744,7	6.200,8
Resultados Financieros y por Tenencia	(1.374,1)	(1.222,0)	(1.147,3)	(1.124,9)	(961,1)	(730,7)	(430,6)	(372,7)	(247,0)	(144,3)
Dividendos pagados	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(17,4)	(866,9)	(720,4)	(873,9)	(944,9)
EBT	521,9	824,5	1.486,7	2.164,9	3.172,4	3.819,8	3.633,2	4.229,0	4.623,8	5.111,6
Impuesto a las Ganancias	(113,8)	(288,6)	(520,3)	(757,7)	(1.110,3)	(1.343,0)	(1.575,0)	(1.732,3)	(1.924,2)	(2.119,8)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL DEL EJERCICIO	408,1	535,9	966,3	1.407,2	2.062,0	2.476,8	2.058,2	2.496,8	2.699,6	2.991,9

Anexo XIII – Estado de Situación Patrimonial – Escenario base

<i>Datos en \$ millones</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIVO	13.252,5	14.698,4	16.821,8	19.182,7	22.048,0	24.579,2	26.998,1	30.078,1	33.324,4	36.204,3
<i>Activo Corriente</i>	2.640,3	2.872,4	3.599,8	4.418,0	5.511,7	6.129,5	6.563,6	7.560,4	8.609,2	9.161,4
Efectivo y equivalentes de efectivo	14,4	99,9	54,9	12,6	8,0	54,0	12,7	496,7	992,3	947,8
Créditos por Servicios	2.179,5	2.352,4	3.027,7	3.781,6	4.751,4	5.250,8	5.667,7	6.117,7	6.603,5	7.127,8
Otros Créditos	243,5	262,8	338,3	422,5	530,9	586,7	633,3	683,6	737,8	796,4
Crédito por Impuesto a las Ganancias	68,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales y repuestos (Inventario)	133,9	157,2	178,9	201,3	221,4	238,0	249,9	262,4	275,5	289,3
<i>Activo No Corriente</i>	10.612,2	11.826,0	13.222,0	14.764,6	16.536,3	18.449,6	20.434,5	22.517,8	24.715,2	27.042,9
Activos intangibles	38,6	39,4	40,0	39,8	39,8	39,7	39,6	39,7	39,8	39,7
Créditos por Servicios	65,5	70,8	91,1	113,7	142,9	157,9	170,5	184,0	198,6	214,4
Otros Créditos	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Materiales y repuestos (Inventario)	192,3	225,8	256,9	289,0	317,9	341,8	358,9	376,8	395,6	415,4
Bienes de uso	10.303,0	11.477,4	12.821,2	14.309,3	16.022,9	17.897,5	19.852,8	21.904,5	24.068,4	26.360,7
PASIVO	11.099,3	12.009,3	13.166,3	14.120,0	14.923,3	14.977,7	15.338,5	15.921,8	16.468,3	16.356,4
<i>Pasivo Corriente</i>	4.646,6	4.769,4	5.424,8	6.154,7	7.153,6	8.497,1	9.311,3	10.610,2	11.622,9	11.327,1
Cuentas por Pagar	1.639,4	1.823,1	2.247,3	2.713,0	3.275,5	3.591,6	3.847,1	4.121,5	4.416,1	4.732,5
Deuda Financiera	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Deuda Cammesa	142,8	187,6	338,2	492,5	721,7	866,9	720,4	873,9	636,8	0,0
Deudas Sociales y Fiscales	808,4	872,6	1.123,1	1.402,7	1.762,4	1.947,7	2.102,3	2.269,2	2.449,4	2.643,9
Otros Pasivos	1.546,0	1.376,2	1.206,3	1.036,5	884,0	1.581,1	2.131,6	2.835,6	3.610,6	3.440,8
Provisiones	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3
<i>Pasivo No Corriente</i>	6.452,7	7.239,9	7.741,5	7.965,3	7.769,7	6.480,6	6.027,2	5.311,6	4.845,4	5.029,3
Cuentas por Pagar	101,3	118,9	135,3	152,3	167,5	180,0	189,0	198,5	208,4	218,8
Deuda Financiera	600,0	1.500,0	2.100,0	2.550,0	2.740,0	2.140,0	2.260,0	2.260,0	2.260,0	2.260,0
Deudas Sociales y Fiscales	721,0	778,3	1.001,6	1.251,1	1.571,9	1.737,1	1.875,0	2.023,9	2.184,6	2.358,1
Deuda Cammesa	4.837,9	4.650,4	4.312,2	3.819,6	3.097,9	2.231,1	1.510,7	636,8	0,0	0,0
Provisiones	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4
PATRIMONIO NETO	2.153,2	2.689,1	3.655,5	5.062,7	7.124,7	9.601,5	11.659,6	14.156,4	16.856,0	19.847,9
Patrimonio neto inicial	1.745,1	2.153,2	2.689,1	3.655,5	5.062,7	7.124,7	9.601,5	11.659,6	14.156,4	16.856,0
Resultado del ejercicio	408,1	535,9	966,3	1.407,2	2.062,0	2.476,8	2.058,2	2.496,8	2.699,6	2.991,9

Anexo XIV – Proyección de variables del negocio – Escenario optimista

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda de Energía (GWh)	21.742	22.395	23.066	23.758	24.471	25.205	25.961	26.740	27.542	28.369
Ventas de energía (GWh)	19.035	19.568	20.116	20.680	21.259	21.854	22.466	23.095	23.742	24.406
Ingreso por Servicio (\$ MM)	\$ 12.052	\$ 17.038	\$ 24.944	\$ 36.003	\$ 43.818	\$ 48.423	\$ 52.268	\$ 56.418	\$ 60.898	\$ 65.733
Compras de Energía (\$ MM)	\$ 8.153,2	\$ 8.534,4	\$ 9.372,4	\$ 10.103,8	\$ 11.532,7	\$ 12.857,3	\$ 13.992,8	\$ 15.226,4	\$ 16.566,6	\$ 18.022,4
Margen (\$ MM)	\$ 3.899,2	\$ 8.504,0	\$ 15.572,0	\$ 25.898,7	\$ 32.285,2	\$ 35.565,9	\$ 38.275,2	\$ 41.191,6	\$ 44.331,0	\$ 47.710,5
Precio de venta (\$/MWh)	\$ 633,2	\$ 870,7	\$ 1.240,0	\$ 1.741,0	\$ 2.061,2	\$ 2.215,8	\$ 2.326,6	\$ 2.442,9	\$ 2.565,0	\$ 2.693,3
Precio de Compra (\$/MWh)	\$ 375,0	\$ 381,1	\$ 406,3	\$ 425,3	\$ 471,3	\$ 510,1	\$ 539,0	\$ 569,4	\$ 601,5	\$ 635,3
Margen (\$/MWh)	\$ 258,2	\$ 489,6	\$ 833,7	\$ 1.315,7	\$ 1.589,9	\$ 1.705,7	\$ 1.787,6	\$ 1.873,5	\$ 1.963,5	\$ 2.058,0
OPEX (\$ MM) - Sin Energía	\$ 6.280,0	\$ 7.498,4	\$ 8.683,1	\$ 9.942,2	\$ 11.135,2	\$ 12.193,1	\$ 13.046,6	\$ 13.959,8	\$ 14.937,0	\$ 15.982,6
CAPEX (\$ MM)	\$ 3.225,3	\$ 3.477,1	\$ 3.795,6	\$ 4.110,2	\$ 4.524,4	\$ 3.906,6	\$ 4.225,0	\$ 4.569,4	\$ 4.941,8	\$ 5.344,5
EBITDA (\$ MM)	\$ 3.936,0	\$ 4.586,8	\$ 5.306,8	\$ 6.018,9	\$ 6.639,3	\$ 7.251,3	\$ 7.816,2	\$ 8.428,4	\$ 9.091,3	\$ 9.809,0
Deuda Financiera (\$ MM)	\$ 1.109,6	\$ 2.209,6	\$ 3.309,6	\$ 4.409,6	\$ 5.509,6	\$ 6.609,6	\$ 7.709,6	\$ 8.809,6	\$ 9.909,6	\$ 11.009,6
Deuda Cammesa (\$MM)	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
Dividendos + Multas (\$MM)	\$ 3.379,0	\$ 1.525,1	\$ 1.929,1	\$ 1.617,5	\$ 1.615,0	\$ 1.498,5	\$ 1.459,6	\$ 1.338,0	\$ 1.252,6	\$ 1.180,5
CAJA (\$MM)	\$ 3.008,7	\$ 3.028,7	\$ 3.225,2	\$ 5.260,1	\$ 7.589,4	\$ 10.167,0	\$ 13.211,0	\$ 16.334,4	\$ 19.746,5	\$ 23.443,1

Anexo XV – Flujo de fondos – Escenario optimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	12.052,4	17.038,4	24.944,4	36.002,5	43.817,9	48.423,2	52.268,0	56.418,1	60.897,7	65.732,9
Compras de energía	(4.071,1)	(7.134,9)	(12.740,1)	(20.978,2)	(26.497,4)	(29.394,7)	(31.843,3)	(34.494,3)	(37.364,3)	(40.471,5)
MARGEN BRUTO	7.981,4	9.903,5	12.204,2	15.024,3	17.320,5	19.028,5	20.424,7	21.923,8	23.533,3	25.261,5
Otros Costos Directos de Explotación	(2.872,6)	(3.399,7)	(3.906,7)	(4.453,5)	(4.953,2)	(5.351,4)	(5.726,9)	(6.123,4)	(6.542,5)	(6.986,1)
MARGEN OPERATIVO	5.108,8	6.503,8	8.297,6	10.570,8	12.367,4	13.677,1	14.697,8	15.800,4	16.990,8	18.275,4
Gastos de Adm. y Com	(2.234,9)	(2.665,8)	(3.084,4)	(3.529,9)	(3.950,4)	(4.319,3)	(4.621,7)	(4.944,9)	(5.290,2)	(5.659,2)
EBITDA	2.873,8	3.838,0	5.213,2	7.040,9	8.417,0	9.357,8	10.076,0	10.855,5	11.700,6	12.616,2
Variación de Capital de trabajo	(10,8)	(2.208,7)	(375,9)	(1.521,0)	(704,4)	(414,5)	(289,9)	(393,0)	(378,9)	(389,6)
Impuesto a las ganancias sin financiación	(595,5)	(841,8)	(1.232,4)	(1.778,7)	(2.164,9)	(2.392,4)	(2.582,4)	(2.787,4)	(3.008,7)	(3.247,6)
Cash Flow de Actividades Operativas	2.267,6	787,4	3.604,9	3.741,1	5.547,6	6.550,9	7.203,8	7.675,1	8.313,0	8.978,9
CAPEX (De expansión)	(2.890,9)	(2.980,9)	(2.955,7)	(3.176,0)	(3.465,9)	(2.734,6)	(2.957,5)	(3.198,5)	(3.459,2)	(3.741,2)
CAPEX (De mantenimiento)	(334,4)	(496,2)	(839,8)	(934,2)	(1.058,5)	(1.172,0)	(1.267,5)	(1.370,8)	(1.482,5)	(1.603,4)
Cash Flow de Actividades de Inversión	(3.225,3)	(3.477,1)	(3.795,6)	(4.110,2)	(4.524,4)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)
Otros cambios en activos y pasivos	253,1	258,3	421,2	596,0	416,6	240,4	201,1	217,0	234,4	253,3
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(704,5)	(2.431,4)	230,6	226,9	1.439,8	2.884,7	3.180,0	3.322,7	3.605,6	3.887,7
Tomas/cancelaciones de deuda bancaria	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0	1.100,0
Deuda Cammesa por mutuos	(3.245,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deuda Cammesa	4.980,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Intereses ganados	123,1	621,1	192,0	213,4	222,0	291,3	521,9	675,0	797,5	1.018,3
Intereses pagados	(3,0)	(496,1)	(826,2)	(880,5)	(838,4)	(789,2)	(707,2)	(804,6)	(902,1)	(1.009,2)
Ahorro fiscal	(42,0)	(43,7)	222,0	233,5	215,7	174,3	64,8	45,4	36,6	(3,2)
Cash Flow de Actividades de Financiación	2.913,3	1.181,2	687,7	666,4	699,4	776,3	979,6	1.015,8	1.032,0	1.105,9
FLUJO DE FONDOS PARA EL ACCIONISTA	2.208,8	(1.250,1)	918,3	893,3	2.139,2	3.661,0	4.159,5	4.338,5	4.637,7	4.993,6
Dividendos pagados	(17,4)	(494,1)	(460,2)	(566,5)	(921,3)	(1.079,4)	(1.216,0)	(1.383,8)	(1.483,4)	(1.614,5)
Efectivo al inicio	462,7	2.654,1	909,8	1.367,9	1.694,7	2.912,6	5.494,2	8.437,7	11.392,5	14.546,7
CAJA FINAL	2.654,1	909,8	1.367,9	1.694,7	2.912,6	5.494,2	8.437,7	11.392,5	14.546,7	17.925,8

Anexo XVI – Estado de Resultados – Escenario optimista

<i>Datos en \$ millones</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	12.052,4	17.038,4	24.944,4	36.002,5	43.817,9	48.423,2	52.268,0	56.418,1	60.897,7	65.732,9
Costo de Explotación	(6.943,7)	(10.534,6)	(16.646,8)	(25.431,7)	(31.450,6)	(34.746,1)	(37.570,2)	(40.617,7)	(43.906,9)	(47.457,5)
Margen Bruto	5.108,8	6.503,8	8.297,6	10.570,8	12.367,4	13.677,1	14.697,8	15.800,4	16.990,8	18.275,4
Gastos de Adm. y Com	(2.234,9)	(2.665,8)	(3.084,4)	(3.529,9)	(3.950,4)	(4.319,3)	(4.621,7)	(4.944,9)	(5.290,2)	(5.659,2)
EBITDA	2.873,8	3.838,0	5.213,2	7.040,9	8.417,0	9.357,8	10.076,0	10.855,5	11.700,6	12.616,2
Depreciaciones y Amortizaciones	(1.172,5)	(1.432,8)	(1.692,1)	(1.958,8)	(2.231,6)	(2.522,4)	(2.697,9)	(2.891,5)	(3.104,3)	(3.337,3)
EBIT	1.701,3	2.405,1	3.521,1	5.082,1	6.185,3	6.835,4	7.378,1	7.964,0	8.596,3	9.278,9
Resultados Financieros y por Tenencia	120,1	125,0	(634,3)	(667,1)	(616,4)	(497,9)	(185,3)	(129,6)	(104,6)	9,1
Otros Egresos / Ingresos no operativos	4.980,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dividendos	(17,4)	(494,1)	(460,2)	(566,5)	(921,3)	(1.079,4)	(1.216,0)	(1.383,8)	(1.483,4)	(1.614,5)
EBT	6.784,8	2.036,0	2.426,7	3.848,5	4.647,7	5.258,1	5.976,9	6.450,6	7.008,3	7.673,4
Impuesto a las Ganancias	(568,6)	(885,5)	(1.010,4)	(1.545,3)	(1.949,1)	(2.218,1)	(2.517,5)	(2.742,0)	(2.972,1)	(3.250,8)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL DEL EJERCICIO	6.216,2	1.150,4	1.416,3	2.303,2	2.698,5	3.039,9	3.459,4	3.708,6	4.036,2	4.422,7

Anexo XVII – Estado de Situación Patrimonial – Escenario optimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIVO	16.947,1	18.294,9	22.587,2	27.464,0	32.686,1	37.678,9	43.005,5	48.561,7	54.549,8	61.011,1
<i>Activo Corriente</i>	5.334,1	4.571,3	6.678,7	9.303,7	12.152,4	15.702,7	19.454,3	23.281,1	27.376,4	31.771,1
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.654,1	909,8	1.367,9	1.694,7	2.912,6	5.494,2	8.437,7	11.392,5	14.546,7	17.925,8
Créditos por Servicios	2.226,4	3.147,4	4.607,8	6.650,5	8.094,1	8.944,8	9.655,1	10.421,7	11.249,2	12.142,3
Otros Créditos	248,8	351,7	514,8	743,1	904,4	999,5	1.078,8	1.164,5	1.256,9	1.356,7
Crédito por Impuesto a las Ganancias	68,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales y repuestos (Inventario)	136,1	162,5	188,1	215,4	241,3	264,2	282,7	302,5	323,6	346,3
<i>Activo No Corriente</i>	11.613,0	13.723,6	15.908,5	18.160,3	20.533,7	21.976,3	23.551,2	25.280,6	27.173,4	29.240,0
Activos intangibles	38,6	39,4	40,0	39,8	39,8	39,7	39,6	39,7	39,8	39,7
Créditos por Servicios	67,0	94,7	138,6	200,0	243,4	269,0	290,4	313,4	338,3	365,2
Otros Créditos	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Materiales y repuestos (Inventario)	195,4	233,3	270,1	309,3	346,4	379,3	405,9	434,3	464,7	497,2
Bienes de uso	11.299,3	13.343,5	15.447,0	17.598,5	19.891,2	21.275,5	22.802,6	24.480,4	26.317,9	28.325,1
PASIVO	8.985,8	9.183,2	12.059,2	14.632,8	17.156,3	19.109,2	20.976,4	22.824,0	24.776,0	26.814,6
<i>Pasivo Corriente</i>	6.854,0	5.626,7	6.900,1	7.677,3	8.603,7	9.157,8	9.676,0	10.155,1	10.717,3	11.343,3
Cuentas por Pagar	2.139,3	2.424,2	2.752,0	3.083,0	3.476,4	3.831,5	4.125,2	4.441,5	4.782,1	5.149,0
Deuda Financiera	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Deuda Cammesa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas Sociales y Fiscales	825,8	1.167,4	1.709,2	2.466,8	3.002,3	3.317,9	3.581,3	3.865,7	4.172,6	4.503,9
Otros Pasivos	3.379,0	1.525,1	1.929,1	1.617,5	1.615,0	1.498,5	1.459,6	1.338,0	1.252,6	1.180,5
Provisiones	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3
<i>Pasivo No Corriente</i>	2.131,8	3.556,5	5.159,1	6.955,5	8.552,6	9.951,4	11.300,3	12.668,9	14.058,7	15.471,3
Cuentas por Pagar	102,9	122,9	142,3	162,9	182,5	199,8	213,8	228,8	244,8	261,9
Deuda Financiera	1.100,0	2.200,0	3.300,0	4.400,0	5.500,0	6.600,0	7.700,0	8.800,0	9.900,0	11.000,0
Deudas Sociales y Fiscales	736,5	1.041,2	1.524,4	2.200,2	2.677,8	2.959,2	3.194,2	3.447,8	3.721,5	4.017,0
Deuda Cammesa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provisiones	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4
PATRIMONIO NETO	7.961,3	9.111,7	10.528,0	12.831,2	15.529,8	18.569,7	22.029,1	25.737,7	29.773,9	34.196,5
Patrimonio neto inicial	1.745,1	7.961,3	9.111,7	10.528,0	12.831,2	15.529,8	18.569,7	22.029,1	25.737,7	29.773,9
Resultado del ejercicio	6.216,2	1.150,4	1.416,3	2.303,2	2.698,5	3.039,9	3.459,4	3.708,6	4.036,2	4.422,7

Anexo XVIII – Proyección de variables del negocio – Escenario pesimista

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda de Energía (GWh)	21.742	22.395	23.066	23.758	24.471	25.205	25.961	26.740	27.542	28.369
Ventas de energía (GWh)	19.035	19.568	20.116	20.680	21.259	21.854	22.466	23.095	23.742	24.406
Ingreso por Servicio (\$ MM)	\$ 11.799	\$ 14.240	\$ 16.659	\$ 19.266	\$ 21.786	\$ 24.075	\$ 25.987	\$ 28.050	\$ 30.277	\$ 32.681
Compras de Energía (\$ MM)	\$ 8.153,2	\$ 8.534,4	\$ 9.372,4	\$ 10.103,8	\$ 11.532,7	\$ 12.857,3	\$ 13.992,8	\$ 15.226,4	\$ 16.566,6	\$ 18.022,4
Margen (\$ MM)	\$ 3.645,7	\$ 5.705,3	\$ 7.286,2	\$ 9.161,9	\$ 10.252,9	\$ 11.218,0	\$ 11.994,1	\$ 12.823,8	\$ 13.710,7	\$ 14.659,0
Precio de venta (\$/MWh)	\$ 619,8	\$ 727,7	\$ 828,1	\$ 931,6	\$ 1.024,8	\$ 1.101,6	\$ 1.156,7	\$ 1.214,6	\$ 1.275,3	\$ 1.339,1
Precio de Compra (\$/MWh)	\$ 375,0	\$ 381,1	\$ 406,3	\$ 425,3	\$ 471,3	\$ 510,1	\$ 539,0	\$ 569,4	\$ 601,5	\$ 635,3
Margen (\$/MWh)	\$ 244,8	\$ 346,6	\$ 421,8	\$ 506,4	\$ 553,5	\$ 591,5	\$ 617,7	\$ 645,1	\$ 673,8	\$ 703,8
OPEX (\$ MM) - Sin Energía	\$ 6.181,1	\$ 7.256,6	\$ 8.258,0	\$ 9.290,2	\$ 10.219,2	\$ 10.985,7	\$ 11.535,0	\$ 12.111,7	\$ 12.717,3	\$ 13.353,2
CAPEX (\$ MM)	\$ 1.279,1	\$ 1.531,0	\$ 2.299,4	\$ 3.114,1	\$ 3.528,2	\$ 3.906,6	\$ 4.225,0	\$ 4.569,4	\$ 4.941,8	\$ 5.344,5
EBITDA (\$ MM)	\$ 3.936,0	\$ 4.586,8	\$ 5.306,8	\$ 6.018,9	\$ 6.639,3	\$ 7.251,3	\$ 7.816,2	\$ 8.428,4	\$ 9.091,3	\$ 9.809,0
Deuda Financiera (\$ MM)	\$ 9,6	\$ 9,6	\$ 509,6	\$ 1.409,6	\$ 2.309,6	\$ 3.209,6	\$ 4.109,6	\$ 5.009,6	\$ 5.909,6	\$ 6.809,6
Deuda Cammesa (\$MM)	\$ 3.984,6	\$ 2.988,5	\$ 1.992,3	\$ 996,2	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
Dividendos + Multas (\$MM)	\$ 1.715,8	\$ 1.715,8	\$ 1.715,8	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4	\$ 1.698,4
CAJA (\$MM)	\$ 3.008,7	\$ 3.028,7	\$ 3.225,2	\$ 5.260,1	\$ 7.589,4	\$ 10.167,0	\$ 13.211,0	\$ 16.334,4	\$ 19.746,5	\$ 23.443,1

Anexo XIX – Flujo de fondos – Escenario pesimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	11.798,9	14.239,8	16.658,6	19.265,6	21.785,6	24.075,2	25.986,8	28.050,2	30.277,4	32.681,4
Compras de energía	(3.721,8)	(4.694,9)	(5.723,6)	(6.879,5)	(8.065,4)	(9.220,7)	(10.275,8)	(11.430,9)	(12.694,5)	(14.076,4)
MARGEN BRUTO	8.077,1	9.544,9	10.935,0	12.386,2	13.720,1	14.854,5	15.711,0	16.619,3	17.582,8	18.605,0
Otros Costos Directos de Explotación	(2.810,3)	(3.474,4)	(4.064,1)	(4.588,7)	(4.969,3)	(5.225,2)	(5.329,1)	(5.443,8)	(5.567,9)	(5.700,3)
MARGEN OPERATIVO	5.266,8	6.070,5	6.870,9	7.797,4	8.750,8	9.629,3	10.381,9	11.175,6	12.014,9	12.904,7
Gastos de Adm. y Com	(2.198,2)	(2.596,1)	(2.964,1)	(3.336,1)	(3.662,8)	(3.927,2)	(4.109,7)	(4.301,8)	(4.503,8)	(4.716,1)
EBITDA	3.068,6	3.474,3	3.906,8	4.461,4	5.088,1	5.702,2	6.272,3	6.873,8	7.511,1	8.188,6
Variación de Capital de trabajo	(1.656,8)	(32,1)	(61,7)	(110,8)	(24,4)	(33,2)	(40,6)	(45,9)	(51,6)	(57,9)
Impuesto a las ganancias sin financiación	(663,6)	(800,9)	(937,0)	(1.083,6)	(1.225,3)	(1.354,1)	(1.461,6)	(1.577,7)	(1.702,9)	(1.838,1)
Cash Flow de Actividades Operativas	748,1	2.641,4	2.908,2	3.266,9	3.838,4	4.314,9	4.770,0	5.250,3	5.756,5	6.292,5
CAPEX (De expansión)	(1.337,5)	(1.488,6)	(1.679,6)	(1.868,4)	(2.116,9)	(2.734,6)	(2.957,5)	(3.198,5)	(3.459,2)	(3.741,2)
CAPEX (De mantenimiento)	(891,6)	(992,4)	(1.119,8)	(1.245,6)	(1.411,3)	(1.172,0)	(1.267,5)	(1.370,8)	(1.482,5)	(1.603,4)
Ajuste CAPEX	950,0	950,0	500,0							
Cash Flow de Actividades de Inversión	(1.279,1)	(1.531,0)	(2.299,4)	(3.114,1)	(3.528,2)	(3.906,6)	(4.225,0)	(4.569,4)	(4.941,8)	(5.344,5)
Otros cambios en activos y pasivos	240,5	119,0	119,0	129,8	126,3	116,1	98,2	106,0	114,8	124,2
FLUJO DE FONDOS LIBRES	(290,5)	1.229,4	727,8	282,7	436,4	524,4	643,2	786,9	929,5	1.072,3
Cancelaciones/Tomas de deuda bancaria			500,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0
Deuda Cammesa	3.984,6	(996,2)	(996,2)	(996,2)	(996,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deuda Cammesa por mutuos	(3.245,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Intereses ganados	123,1	49,7	8,3	4,8	6,2	25,4	143,3	235,3	316,5	436,7
Intereses pagados	(1.198,4)	(674,6)	(378,4)	(265,8)	(212,6)	(286,6)	(312,7)	(400,3)	(488,0)	(575,7)
Ahorro fiscal	376,4	218,7	129,5	91,4	72,2	91,4	59,3	57,8	60,0	48,6
Cash Flow de Actividades de Financiación	40,2	(1.402,3)	(736,7)	(265,8)	(230,3)	730,2	789,9	792,7	788,5	809,7
FLUJO DE FONDOS PARA EL ACCIONISTA	(250,3)	(172,9)	(8,9)	16,9	206,2	1.254,6	1.433,1	1.579,6	1.718,0	1.881,9
Dividendos pagados	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Efectivo al inicio	462,7	212,4	39,5	30,6	47,5	253,7	1.508,2	2.941,3	4.520,9	6.239,0
CAJA FINAL	212,4	39,5	30,6	47,5	253,7	1.508,2	2.941,3	4.520,9	6.239,0	8.120,9

Anexo XX – Estado de Resultados – Escenario pesimista

<i>Datos en \$ millones</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Servicio	11.798,9	14.239,8	16.658,6	19.265,6	21.785,6	24.075,2	25.986,8	28.050,2	30.277,4	32.681,4
Costo de Explotación	(6.532,1)	(8.169,3)	(9.787,7)	(11.468,2)	(13.034,7)	(14.445,9)	(15.604,9)	(16.874,6)	(18.262,5)	(19.776,7)
Margen Bruto	5.266,8	6.070,5	6.870,9	7.797,4	8.750,8	9.629,3	10.381,9	11.175,6	12.014,9	12.904,7
Gastos de Adm. y Com	(2.198,2)	(2.596,1)	(2.964,1)	(3.336,1)	(3.662,8)	(3.927,2)	(4.109,7)	(4.301,8)	(4.503,8)	(4.716,1)
EBITDA	3.068,6	3.474,3	3.906,8	4.461,4	5.088,1	5.702,2	6.272,3	6.873,8	7.511,1	8.188,6
Depreciaciones y Amortizaciones	(1.172,5)	(1.186,0)	(1.229,8)	(1.365,4)	(1.587,2)	(1.833,3)	(2.096,2)	(2.366,2)	(2.645,5)	(2.936,7)
EBIT	1.896,1	2.288,3	2.677,0	3.096,0	3.500,9	3.868,9	4.176,0	4.507,6	4.865,5	5.251,8
Resultados Financieros y por Tenencia	(1.075,3)	(624,9)	(370,1)	(261,0)	(206,3)	(261,2)	(169,4)	(165,0)	(171,6)	(139,0)
Resultados extraordinarios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBT	820,8	1.663,4	2.306,9	2.834,9	3.294,6	3.607,6	4.006,6	4.342,6	4.694,0	5.112,9
Impuesto a las Ganancias	(218,4)	(582,2)	(807,4)	(992,2)	(1.153,1)	(1.262,7)	(1.402,3)	(1.519,9)	(1.642,9)	(1.789,5)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL DEL EJERCICIO	602,3	1.081,2	1.499,5	1.842,7	2.141,5	2.344,9	2.604,3	2.822,7	3.051,1	3.323,4

Anexo XXI – Estado de Situación Patrimonial – Escenario pesimista

Datos en \$ millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIVO	12.500,5	13.176,0	14.800,4	17.170,1	19.897,9	23.749,0	27.743,0	31.991,6	36.507,6	41.337,9
<i>Activo Corriente</i>	<i>2.838,2</i>	<i>3.121,0</i>	<i>3.630,5</i>	<i>4.205,2</i>	<i>4.949,0</i>	<i>6.690,4</i>	<i>8.528,0</i>	<i>10.543,8</i>	<i>12.732,3</i>	<i>15.121,7</i>
Efectivo y equivalentes de efectivo	212,4	39,5	30,6	47,5	253,7	1.508,2	2.941,3	4.520,9	6.239,0	8.120,9
Créditos por Servicios	2.179,5	2.630,4	3.077,2	3.558,8	4.024,3	4.447,2	4.800,3	5.181,5	5.592,9	6.037,0
Otros Créditos	243,5	293,9	343,8	397,6	449,7	496,9	536,4	579,0	624,9	674,5
Crédito por Impuesto a las Ganancias	68,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales y repuestos (Inventario)	133,9	157,2	178,9	201,3	221,4	238,0	249,9	262,4	275,5	289,3
<i>Activo No Corriente</i>	<i>9.662,3</i>	<i>10.055,0</i>	<i>11.169,8</i>	<i>12.964,9</i>	<i>14.948,9</i>	<i>17.058,6</i>	<i>19.215,0</i>	<i>21.447,8</i>	<i>23.775,3</i>	<i>26.216,2</i>
Activos intangibles	38,6	39,4	40,0	39,8	39,8	39,7	39,6	39,7	39,8	39,7
Créditos por Servicios	65,5	79,1	92,5	107,0	121,0	133,8	144,4	155,8	168,2	181,6
Otros Créditos	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Materiales y repuestos (Inventario)	192,3	225,8	256,9	289,0	317,9	341,8	358,9	376,8	395,6	415,4
Bienes de uso	9.353,1	9.698,0	10.767,6	12.516,3	14.457,4	16.530,7	18.659,5	20.862,7	23.158,9	25.566,7
PASIVO	10.153,0	9.747,3	9.872,2	10.399,2	10.985,5	12.491,7	13.881,3	15.307,2	16.772,2	18.279,1
<i>Pasivo Corriente</i>	<i>6.149,9</i>	<i>6.573,5</i>	<i>7.030,3</i>	<i>7.477,2</i>	<i>6.994,3</i>	<i>7.448,0</i>	<i>7.811,8</i>	<i>8.202,2</i>	<i>8.621,1</i>	<i>9.070,7</i>
Cuentas por Pagar	2.119,5	2.375,9	2.666,9	2.952,6	3.293,2	3.590,0	3.822,9	4.071,9	4.338,2	4.623,1
Deuda Financiera	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Deuda Cammesa	996,2	996,2	996,2	996,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas Sociales y Fiscales	808,4	975,7	1.141,4	1.320,1	1.492,7	1.649,6	1.780,6	1.922,0	2.074,6	2.239,3
Otros Pasivos	1.715,8	1.715,8	1.715,8	1.698,4	1.698,4	1.698,4	1.698,4	1.698,4	1.698,4	1.698,4
Provisiones	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3	500,3
<i>Pasivo No Corriente</i>	<i>4.003,2</i>	<i>3.173,8</i>	<i>2.841,9</i>	<i>2.922,0</i>	<i>3.991,2</i>	<i>5.043,7</i>	<i>6.069,5</i>	<i>7.105,0</i>	<i>8.151,1</i>	<i>9.208,4</i>
Cuentas por Pagar	101,3	118,9	135,3	152,3	167,5	180,0	189,0	198,5	208,4	218,8
Deuda Financiera	0,0	0,0	500,0	1.400,0	2.300,0	3.200,0	4.100,0	5.000,0	5.900,0	6.800,0
Deudas Sociales y Fiscales	721,0	870,2	1.018,0	1.177,3	1.331,3	1.471,3	1.588,1	1.714,2	1.850,3	1.997,2
Deuda Cammesa	2.988,5	1.992,3	996,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provisiones	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4	192,4
PATRIMONIO NETO	2.347,5	3.428,7	4.928,2	6.770,9	8.912,4	11.257,3	13.861,7	16.684,3	19.735,4	23.058,8
Patrimonio neto inicial	1.745,1	2.347,5	3.428,7	4.928,2	6.770,9	8.912,4	11.257,3	13.861,7	16.684,3	19.735,4
Resultado del ejercicio	602,3	1.081,2	1.499,5	1.842,7	2.141,5	2.344,9	2.604,3	2.822,7	3.051,1	3.323,4

Anexo XXII – Cálculo de beta Latam

CALCULO BETA DESAMPALACADA LATAM

ARGENTINA

Nro. Compañías 1
Beta Promedio 0,717

	MERVAL	Edenor
Covarianza		0,0005
Varianza	0,0005	
Beta Apalancada		1,025
D/E		66%
Tax	35,0%	
Beta desapalancada		0,717

BRASIL

Nro. Compañías 8
Beta Promedio 0,529

	BOVESPA	Electrobras	CPFL Energia	Tractebel	CTEEP	AES Tiete	Ligth	EDP Brasil	Energisa
Covarianza		0,0006	0,0005	0,0004	0,0005	0,0004	0,0005	0,0005	0,0003
Varianza	0,0007	-	-	-	-	-	-	-	-
Beta Apalancada		0,817	0,733	0,626	0,647	0,574	0,760	0,697	0,487
D/E		0,2646	0,6013	0,4386	0,3042	-	0,5001	0,6105	0,6468
Tax	34,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Beta desapalancada		0,695	0,525	0,485	0,539	0,574	0,572	0,497	0,342

CHILE

Nro. Compañías 9
Beta Promedio 0,482

	IPSA	Endesa Chile	Enersis	Colbun	Min Valparaiso	Pehuenche	AES Gener	Chilectra	CGE	Pilmayquen
Covarianza		0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0001	0,0002	0,0000	0,0002	0,0001
Varianza	0,0002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beta Apalancada		0,931	0,643	0,846	0,282	0,503	0,882	0,198	0,771	0,541
D/E		0,3271	0,5095	0,3592	0,3876	0,0651	0,4429	0,1971	0,6287	0,3291
Tax	22,5%									
Beta desapalancada		0,743	0,461	0,662	0,217	0,479	0,656	0,172	0,518	0,431

COLOMBIA

Nro. Compañías 1
Beta Promedio 0,633

	IGBC	Interconexión
Covarianza		0,0002
Varianza	0,0003	0
Beta Apalancada		0,876
D/E		51%
Tax	25,0%	
Beta desapalancada		0,633

PERU

Nro. Compañías 5
Beta Promedio 0,285

	BOLSA	Edegel	Enersur	Luz del Sur	Edelnor	Hidraandina
Covarianza		0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002
Varianza	0,0003					
Beta Apalancada		0,473	0,158	0,352	0,353	0,624
D/E		67%	51%	38%	49%	51%
Tax	28,0%					
Beta desapalancada		0,318	0,115	0,277	0,261	0,456

PROMEDIO GENERAL LATAM	0,529
CANTIDAD DE EMPRESAS ANALIZADAS	24

Anexo XXII – WACC LATAM

<i>Datos al 31/12/2015</i>		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 en adelante
A. Cost of Equity								
Rf Latam	=	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
β u Latam		0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
β e	=	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
MRP Latam	=	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
Ke	=	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
B. Cost of Debt								
Rendimiento Bono Edeno 2022	=	10,2%	10,2%	10,1%	10,0%	9,9%	9,8%	9,8%
Impuesto	=	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%
Kd	=	6,6%	6,6%	6,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%
C. WACC								
Ke	=	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
% Equity	=	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%
Kd	=	6,6%	6,6%	6,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%
% Deuda	=	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
WACC (US\$)	=	11,6%	11,6%	11,6%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%
Inflación esperada ARG	=	24,9%	17,4%	13,8%	12,5%	10,0%	7,5%	5,0%
Inflación esperada USA	=	1,7%	2,2%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
WACC AR\$	=	37,1%	28,2%	24,8%	23,3%	20,5%	17,8%	15,1%

Anexo XXIV – Detalle valuación por comparables

Denominación Social	EDESUR	BRASIL				CHILE		PERU	
		ENERGISA PARABAIA	EDP BRASIL	ENERGISA MATOGROSO	COELCE	CGE	CHILECTRA	LUZ DEL SUR	EDELNOR
Cantidad de acciones	899	918	476	170	78	417	1.151	487	639
Valor de la acción (USD)		0,8	3,2	0,8	11,4	5,9	1,9	3,0	1,5
Deuda Neta (MM USD)	138	168	525	397	366	1	-28	349	283
EBITDA (MM USD)	299	100	262	108	191	324	262	207	200
Ventas de energía (GWh)	21.259	4.380	15.681	8.537	11.365	18.982	15.853	8.147	7.645
Clientes (MM)	2,66	1,4	3,3	1,3	3,8	2,7	1,8	1,1	1,3
Ventas (MM USD)	1.293	666	1.907	1.699	1.862	2.376	1.906	908	848
Market Cap (MM USD)		703	1.543	130	887	2.441	2.167	1.464	982
Firm Value		871	2.067	528	1.253	2.442	2.139	1.813	1.265

Índices de comparación

FV/ EBITDA		8,7x	7,9x	4,9x	6,5x	7,5x	8,2x	8,7x	6,3x
FV/MWh		198,8	131,8	61,8	110,2	128,7	134,9	222,5	165,4
FV/ Clientes		642,6	635,0	407,1	333,4	900,5	1.201,1	1.722,2	946,1
FV/ Ventas		1,3x	1,1x	0,3x	0,7x	1,0x	1,1x	2,0x	1,5x

Matriz de rangos de valor

		FV / EBITDA	FV / Clientes	FV / MWh	FV / Ventas	DCF
Firm Value (FV/EBITDA) (Min)	4,9x	1.461 USD	550	69	1,1x	
Firm Value (FV/EBITDA) (Max)	8,7x	2.612 USD	983	123	2,0x	
Firm Value (FV/Clientes) (Min)	333	3,0x	885 USD	42	0,7x	
Firm Value (FV/Clientes) (Max)	1.722	15,3x	4.574 USD	215	3,5x	
Firm Value (FV/ MWh) (Min)	62	4,4x	495	1.314 USD	1,0x	
Firm Value (FV/ MWh) (Max)	223	15,8x	1.781	4.731 USD	3,7x	
Firm Value (FV / Ventas) (Min)	0,3x	1,3x	151	19	401 USD	
Firm Value (FV / Ventas) (Max)	2,0x	8,6x	972	121	2.582 USD	
DCF (Escenario pesimista)		3,7x	415	52	0,9x	1.103 USD
DCF (Escenario optimista)		12,1x	1.365	171	2,8x	3.625 USD

Bibliografía

- Ching Kuo Lai. 2004. A Financial Valuation Study of Dell Inc. Craig School of Business. California State University. Paginas 69 y 70.
- Copeland Thomas E, Weston J. Fred y Shastri Kuldeep. Financial Theory and Corporate Policy. Fourth Edition. Pearson.
- Damodaran Aswath. 2006. Damodaran on Valuation. Security Analysis for Investment and Corporate Finance. Second Edition. Wiley Finance.
- Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 714/92. Dictado el 28 de abril de 1992 y publicado el 26 de junio de 1992.
- Decreto 1507/92 del Poder Ejecutivo Nacional. Dictado el 24 de agosto de 1992 y publicado en el Boletín Oficial del 25 de agosto de 1992.
- Elton Edwin J y Gruber Martin J. Modern Portfolio Theory and Investment Analysis. Fifth Edition. Capítulos 13, 17 y 18.
- Focus Economics. Economic forecasts from the world's leading Economists. ISSN 2385-5320. Abril 2015 – actualizaciones enero 2016.
- Informe anual Cammesa. Año 2014.
- Informe tarifario 2015 FUNDELEC (Fundación para el Desarrollo Eléctrico).
- Ley 23.696 - Emergencia Administrativa. Promulgada el 18 de agosto de 1989.
- Ley 24.065 – Régimen de la energía eléctrica. Promulgada parcialmente el 3 de enero de 1992 y publicada en el Boletín Oficial el 16 de enero de 1992.
- Lopez Dumrauf, Guillermo. 2013. Finanzas Corporativas – Un enfoque Latinoamericano. 3ª Edición. Editorial Alfaomega.
- Memoria y Balances Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima años 1992 a 2015.
- Molina, Federico. Septiembre 2005. Introducción a la elaboración de modelos de proyecciones económico – financieras. Pontificia Universidad Católica Argentina.
- Nota a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Ref.: Art.63 del Reglamento de Cotización de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. 07 de noviembre de 2013.
- Resolución Nro. 591 del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación. Dictada en 14 de mayo de 1992 y publicada en el Boletín Oficial el 14 de julio de 1992.

- Ramati Orlando, Bulacio Claudio and Crud José. Barcelona, 12-15 May2003. The Argentine regulatory framework vis-a-vis the current political crisis and its socioeconomic consequences. 17 Th International Conference And Exhibition On Electricity Distribution.
- Rapaport. Alfred. 1998. La creación de valor para el accionista: una guía para inversores y directivos. ISBN 8423416070, 9788423416073.
- Resolución 32/ 2015 de la Secretaría de Energía
- Stábile, Fernando Gabriel. La Plata. Noviembre 2011. Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino – Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados. Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ciencias Económicas, MBA Maestría en Dirección de Empresas.
- Suazo Daniel, El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, reflexiones y perspectivas. Publicado por Cammesa.

