

SOBREPONDERAR

16 de mayo de 2011

Marcelo Catalán

matalg@bci.cl
(56 2) 383 5431

Pamela Auszenker

pauszen@bci.cl
(56 2) 692 8928

Resumen Actualización

Recomendación	"Sobrepoderar"
Riesgo	"Bajo"
Precio Objetivo	\$ 250
Rango Precio 52 Semanas	\$242 - \$182
Retorno Esperado Precio	24,9%
Retorno Esperado Dividendo	4,6%
Retorno Esperado Total	29,5%

Información Bursátil

Rent. Acción YTD	-8,0%
Rent. Acción 12 M	-2,9%
Market Cap (B\$)	6.530
Floating	40%
Ticker Bloomberg	ENERSIS CI / ENI US
Volúmen Diario Promedio Transado (MM\$ 12 M)	4.007
ADR (Conversión)	50 : 1

Ratios Bursátiles

	2010	2011E	2012E
UPA (US\$)	14,9	17,5	19,1
P/U 12 M	14,6	13,0	13,1
B/L 12 M	1,9	1,9	1,9
EV/Ebitda 12 M	6,7	6,4	6,3

Fuente: Bloomberg; BCI Estudios.

Ver información relevante al final de este documento.

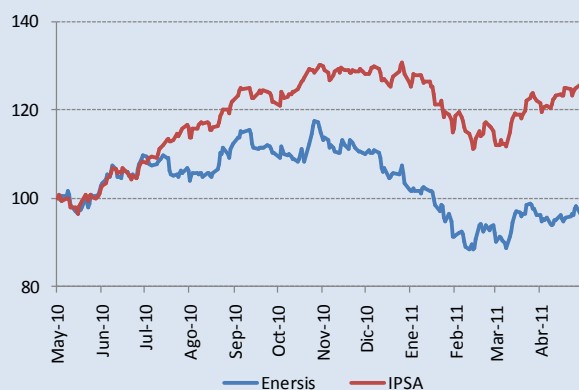
ENERSIS – Un Futuro Prominente

Precio Objetivo: \$250

Precio Actual: \$200

- Hemos actualizado nuestro precio objetivo de Enersis a \$250 por acción en un horizonte de 12 a 18 meses. Tomando en cuenta el precio actual de \$200, estimamos un retorno de 24,9%, superior al desempeño que esperamos para el Ipsa, por lo que nuestra recomendación es "Sobrepoderar".
- Acorde con nuestras estimaciones, proyectamos una P/U para Enersis de 13,0x el 2011 y 13,1x el 2012, como también un EV/EBITDA de 6,4x el 2011 y 6,3x el 2012.
- Destacamos las positivas perspectivas de crecimiento económico de los países donde opera Enersis, especialmente de Chile, Brasil, Colombia y Perú, lo que se verá reflejado en una favorable evolución de la demanda eléctrica. Asimismo, la gran solidez financiera de la compañía y la estabilidad de sus flujos se sustentan en una política comercial conservadora y una favorable diversificación geográfica. Finalmente, destacamos que dichas proyecciones no se encuentran internalizadas completamente en el precio de la acción.
- La materialización de HidroAysén o alguna de las centrales en periodo de análisis constituyen el principal riesgo alcista sobre nuestro precio objetivo de la acción, escenario que cada vez posee mayor probabilidad de ocurrencia.
- En esta dimensión, estimamos que la potencial realización de HidroAysén implicaría un efecto en valorización que modificaría nuestro precio objetivo de Enersis desde \$250 a \$262 por acción.

Estimamos un precio objetivo para Enersis de \$250 por acción, en un horizonte de 12 a 18 meses, por lo que dado el precio actual de \$200, esperamos un retorno de 24,9%, superior a lo que estimamos para el Ipsa, por lo que nuestra recomendación es "Sobrepoderar". Lo anterior, se sustenta en los sólidos fundamentos de la empresa, tanto de su negocio de generación y transmisión como de distribución. Dentro de ellos destacamos: (1) una política comercial conservadora; (2) contratos de largo plazo con distribuidoras a precios que se encuentran indexados a la estructura de costos de generación; (3) una diversificación geográfica relevante con operaciones en países que destacan por su alto potencial de expansión; (4) un favorable plan de inversiones enfocado en aumentar la capacidad en generación eficiente como también la cobertura de clientes en el negocio de distribución; y (5) la elevada solidez financiera de la empresa, reforzada por la estabilidad y crecimiento sustentable que otorga el negocio de distribución.

**FIGURA 1: EVOLUCIÓN PRECIO ACCIÓN ENERSIS VERSUS
IPSA (BASE 100: MAYO 2010)**


Fuente: Bloomberg; BCI Estudios.

Nuestras proyecciones no se encuentran internalizadas en un 100% en el precio de la acción, entregando una interesante oportunidad de inversión. Lo anterior toma mayor atractivo si tomamos en cuenta el carácter defensivo del papel y el relevante *upside* potencial que entrega, en línea con el rezago que ha presentado durante los últimos 12 meses (Figura 1).

Por último, dentro de los principales riesgos bajistas a los que está sujeta nuestra recomendación destacamos: (1) condiciones hídricas adversas en el futuro (fenómeno de La Niña), acompañadas de alzas significativas y sostenidas en el precio de combustibles fósiles; (2) un retraso en los proyectos de inversión de generación en cartera; (3) un crecimiento económico menor al contemplado en nuestras proyecciones; (4) cambios regulatorios que puedan afectar tanto los negocios de generación y transmisión como de distribución, especialmente en Perú que actualmente se encuentra bajo un escenario de elecciones presidenciales, como también Brasil donde este año será la revisión tarifaria de Coelce. **En contraste, el principal riesgo alcista se encuentra representado por la materialización de proyectos en periodo de análisis.**

ESTADOS FINANCIEROS

Estado de Resultados (MM\$)	2010	2011E	2012E	2013E
Ingresos Ordinarios	6.563.581	6.728.757	7.024.998	7.354.795
Resultado Operacional	1.704.301	1.835.426	1.986.154	2.057.993
<i>Margen Operacional</i>	<i>26,0%</i>	<i>27,3%</i>	<i>28,3%</i>	<i>28,0%</i>
Ebitda	2.261.691	2.398.950	2.572.077	2.665.956
<i>Margen Ebitda</i>	<i>34,5%</i>	<i>35,7%</i>	<i>36,6%</i>	<i>36,2%</i>
Ganancia Atribuible a Controladores	486.227	572.194	624.074	649.881
<i>Margen Neto</i>	<i>7,4%</i>	<i>8,5%</i>	<i>8,9%</i>	<i>8,8%</i>

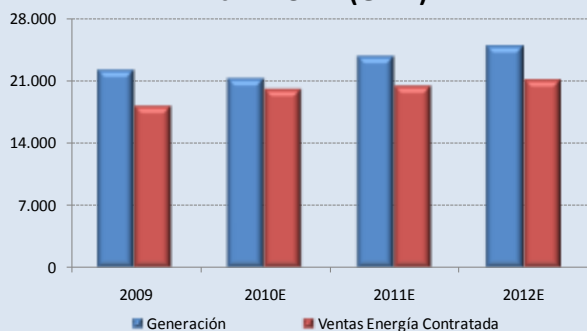
Balance (MM\$)	2010	2011E	2012E	2013E
Activos Corrientes	2.338.268	2.498.734	2.555.695	2.703.444
Activos no Corrientes	10.667.577	10.763.369	10.881.501	11.057.269
Total Activos	13.005.845	13.262.103	13.437.196	13.760.714
Pasivos Corrientes	2.407.277	2.401.196	2.417.735	2.502.617
Pasivos no Corrientes	4.084.540	3.954.533	3.714.036	3.552.199
Total Pasivos	6.491.817	6.355.729	6.131.771	6.054.816
Patrimonio	6.514.028	6.906.374	7.305.425	7.705.898
Total Pasivos + Patrimonio	13.005.845	13.262.103	13.437.196	13.760.714

RATIOS FINANCIEROS

Ratios	2010	2011E	2012E	2013E
Liquidez				
Razón Corriente	1,0	1,0	1,1	1,1
Test Ácido	0,9	1,0	1,0	1,1
Solvencia				
Leverage	1,0	0,9	0,8	0,8
Deuda Neta/Ebitda	1,2	0,9	0,7	0,6
Cobertura de Intereses	5,2	5,6	5,8	5,7
Deuda Corriente/Deuda Total	1,0	1,0	0,9	0,9
Rentabilidad				
ROE	16,9%	17,5%	18,1%	17,8%
ROA	8,5%	9,1%	9,8%	10,0%

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 2: GENERACIÓN VS ENERGÍA CONTRATADA ENDESA EN CHILE (GWH)



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

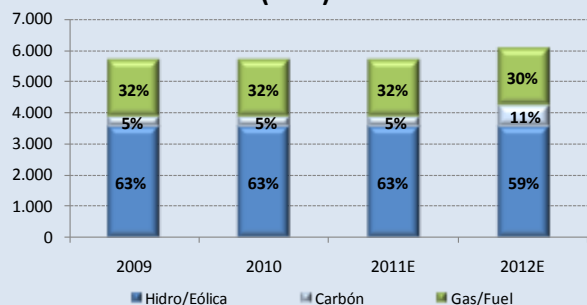
Fundamentos de Inversión

Nuestra recomendación de inversión se sustenta en los sólidos fundamentos que posee la compañía, alineados en 5 fuerzas principales: (1) una política comercial conservadora; (2) contratos de largo plazo con distribuidoras; (3) diversificación de fuentes de generación y geográfica con presencia en países con alto potencial de crecimiento de demanda energética; (4) un plan de inversiones que incorpora nuevas centrales a carbón e hidroeléctricas en el negocio de generación, además de una mayor cobertura de clientes en distribución y (5) una alta solidez financiera, reforzada por la sólida y estable generación de caja proveniente del negocio de distribución.

Política Comercial Conservadora: Un Negocio de Generación con Estrategia Balanceada

Uno de los factores que contribuye de manera importante al desarrollo sustentable de su filial Endesa Chile –que durante el 2010 aportó con el 47,3% del Ebitda consolidado– radica en su política comercial conservadora (Figura 2). Esta consiste en mantener un nivel de energía contratada que se establece tomando en cuenta la generación de un año con condiciones hídricas desfavorables (seco). De esta manera, la compañía mantiene una posición vendedora neta importante en el mercado *spot* ante escenarios hidrológicos normales o húmedos, lo que otorga mayor estabilidad a los flujos como también una positiva generación de caja. En efecto, la empresa posee un adecuado balance entre el nivel de contratos de suministro energético de largo plazo y su capacidad instalada en base a generación hidroeléctrica y a carbón. Este escenario se verá reforzado durante los próximos años con la entrada en operación de sus centrales en construcción Bocamina II en Chile –lo que permitirá aumentar la capacidad instalada en generación eficiente de sus operaciones locales (Figura 3)–, y Quimbo en Colombia.

FIGURA 3: EVOLUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA EN CHILE (MW)



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

Lo anterior toma especial relevancia si consideramos que Endesa Chile posee una importante sensibilidad a las condiciones hídricas, dado el relevante componente hídrico dentro de su matriz de generación. De esta manera, su adecuada estrategia comercial le permite que en la mayoría de los escenarios la compañía adquiera una posición vendedora neta en el mercado *spot*, lo que contribuye a disminuir el impacto sobre resultados durante un año seco. En esta línea, ante condiciones pluviales bajas la empresa se ve favorecida por las ventas en el mercado *spot* a mayores costos marginales, mientras que en un año hidrológico normal o húmedo, la compañía ve una importante disminución en su estructura de costos de generación, favorecida por una mayor generación de sus centrales hidroeléctricas.

No obstante, es importante señalar que ante un año con condiciones hídricas extremadamente adversas, la compañía debe recurrir a un mayor uso de combustibles y, por tanto, a un mix de generación menos eficiente, lo que afecta sus márgenes, especialmente si su posición vendedora neta disminuye de manera considerable. En efecto, dicho escenario es el que se ha configurado durante el 2010 y parte del 2011, impactando negativamente sus operaciones en el Sistema Interconectado Central (SIC). Finalmente, estimamos que durante mayo mejorarán las condiciones pluviales, tomando

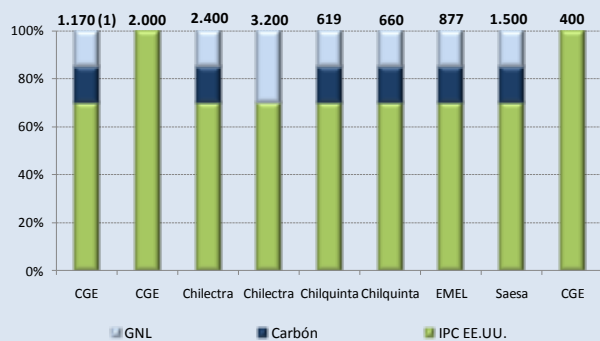
FIGURA 4: LICITACIONES ADJUDICADAS POR ENDESA CON DISTRIBUIDORAS EN CHILE

	Energía Contratada (GWh/año)	Precio Adjudicado (*) (US\$/MWh)	Factores Indexación	Año Inicio Suministro
CGE	1.170	62	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
CGE	2.000	143	IPC EE.UU.	2010
Chilectra	2.400	60	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
Chilectra	3.200	55	IPC EE.UU.-GNL	2011
Chilquinta	619	59	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
Chilquinta	660	143	IPC EE.UU.	2010
EMEL	877	65	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
Saesa	1.500	55	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
CGE	400	143	IPC EE.UU.	2010

Nota: (*) Promedio ponderado de precios adjudicados se encuentran actualizados a marzo de 2011 según factores de indexación acordados a la barra de suministro respectiva; Energía total contratada alcanza 12.825 GWh/año.

Fuente: CNE; Syste; BCI Estudios.

FIGURA 5: COMPOSICIÓN FACTORES DE INDEXACIÓN ENERGÍA CONTRATADA ENDESA/DISTRIBUIDORAS EN CHILE



Notas: Corresponde al suministro de energía contratado mediante contratos de largo plazo, adjudicados en los procesos de licitación entre Endesa y las distribuidoras en Chile. Asimismo, cada agrupación de contratos posee una composición de factores de indexación específica que obedecen a la estructura de costos de generación.

(1) Energía contratada medida en GWh/año.

Fuente: Syste; CNE; BCI Estudios.

mayor fuerza durante junio, lo que contribuirá a potenciar un positivo desempeño en resultados, –con impacto parcial el 2T11 y de manera más marcada desde el 3T11–, revirtiendo la tendencia evidenciada en trimestres anteriores.

Asimismo, recordamos que Endesa ha ido incorporando un mayor uso de GNL a su matriz de generación, a lo que se sumará la puesta en marcha de la central a carbón Bocamina II mencionada anteriormente, y que estimamos se materializará durante enero del 2012, permitiendo un mayor desplazamiento del diesel. Lo anterior contribuirá sin duda a una mayor estabilidad de los flujos, especialmente ante escenarios hidrológicos adversos y mayores precios del diesel.

Contratos de Suministro de Largo Plazo

En enero del 2010 entró en vigencia en Chile el sistema de contratos licitados entre generadoras y distribuidoras, en reemplazo del sistema anterior de fijación de precio nudo. Asimismo, durante el 2011 se han incorporado nuevos contratos, desplazando la participación de aquellos estructurados bajo el antiguo sistema. Lo notable de este nuevo sistema de precios radica en la indexación a los costos de generación, lo que representa una protección para los márgenes de las empresas generadoras, además de incentivar el desarrollo de nuevos proyectos en el sector. Los contratos establecidos bajo esta estructura son de largo plazo y contemplan factores de indexación asociados a los costos de generación de cada central –carbón, diesel, gas natural, diesel/fuel oil– y/o a la inflación estadounidense. Esto implica una menor volatilidad en los flujos y márgenes operacionales de las generadoras, especialmente ante escenarios adversos con alzas significativas en el precio de los combustibles y condiciones hidrológicas desfavorables. Asimismo, parte de estos contratos contemplan la indexación al costo marginal durante los primeros años de vigencia, lo que ha ayudado a moderar el negativo impacto en costos proveniente de uno de los periodos más secos en la historia de Chile.

Endesa Chile por su parte, se ha adjudicado 12.825 GWh/año, con un precio promedio ponderado –actualizado según factores de indexación a marzo de 2011– de 79 US\$/MWh (Figura 4). Dichos contratos de largo plazo se encuentran indexados principalmente a la inflación estadounidense, al precio del GNL y en menor medida al del carbón (Figura 5), además del costo marginal durante los primeros años, otorgando mayor estabilidad a los flujos.

Por su parte, Chilectra ha adjudicado energía contratada por 12.000 GWh/año con un precio promedio de 96,1 US\$/MWh a marzo de 2011 (Figura 6 y 7). Al igual que en el negocio de generación, dichos contratos son de largo plazo y permiten asegurar el suministro futuro.

Por otro lado, consideramos positivos los avances del marco regulatorio del sistema eléctrico en Perú. Entre ellos, destacamos la estructura de contratos licitados entre generadoras y distribuidoras –al igual que lo ocurrido en Chile– con precios que se encuentran indexados a la estructura de costos de generación. Esto otorga mayor protección en márgenes a las operaciones en el país incaico, además de representar un importante incentivo para nuevos

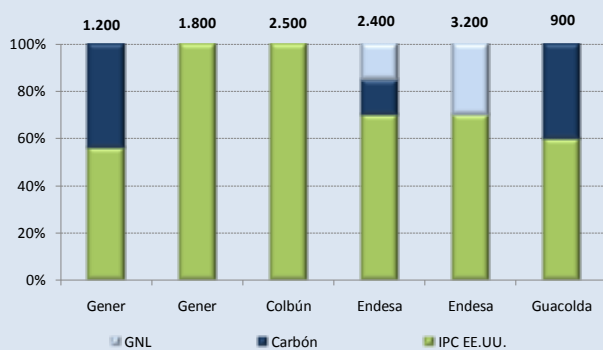
FIGURA 6: LICITACIONES ADJUDICADAS POR CHILECTRA CON GENERADORAS

	Energía Contratada (GWh/año)	Precio Adjudicado (*) (US\$/MWh)	Factores Indexación	Año Inicio Suministro
Gener	1.200	91	IPC EE.UU.-Carbón	2010
Gener	1.800	70	IPC EE.UU.	2011
Colbún	2.500	62	IPC EE.UU.	2011
Endesa	2.400	60	IPC EE.UU.-Carbón-GNL	2010
Endesa	3.200	55	IPC EE.UU.-GNL	2011
Guacolda	900	84	IPC EE.UU.-Carbón	2010

Nota: (*) Promedio ponderado de precios adjudicados se encuentran actualizados a marzo de 2011 según factores de indexación acordes a la barra de suministro respectiva; Energía total contratada alcanza 12.000 GWh/año.

Fuente: CNE; Syste; BCI Estudios.

FIGURA 7: COMPOSICIÓN FACTORES DE INDEXACIÓN ENERGÍA CONTRATADA CHILECTRA/GENERADORAS EN CHILE



Notas: Corresponde al suministro de energía contratado mediante contratos de largo plazo (medido en GWh/año), adjudicados en los procesos de licitación entre Chilectra y compañías de generación. Asimismo, cada agrupación de contratos posee una composición de factores de indexación específica que obedecen a la estructura de costos de las compañías generadoras.

Fuente: Syste; CNE; BCI Estudios.

proyectos. En esta dimensión, consideramos poco probable la materialización de modificaciones regulatorias que provoquen un retroceso en el desarrollo del sector eléctrico, sea cual sea el resultado de la elección presidencial en curso.

Diversificación Geográfica y de Fuentes de Generación. Presencia en países con alto potencial de crecimiento.

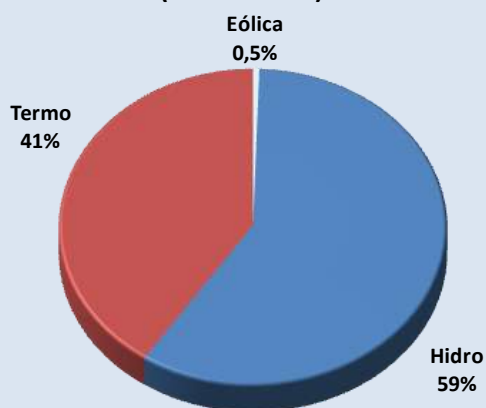
Destacamos la diversificación en fuentes de generación de la filial de Enersis, Endesa Chile, que sumado a un adecuado nivel de energía contratada, permite minimizar el riesgo operacional y es un relevante aporte a la estabilidad de sus flujos. El mix de generación de Endesa Chile está constituido por centrales hidroeléctricas y en base a carbón, gas/GNL y diesel/fuel oil, además de un leve aporte proveniente de la generación eólica. De esta manera, si bien el mayor componente es hídrico (Figura 8) –lo que le permite operar a bajos costos de generación en condiciones pluviométricas favorables–, la compañía también ha ido impulsando la generación en base a GNL y carbón, lo que contribuye a un mayor desplazamiento del diesel/fuel oil, permitiendo configurar un mix eficiente de generación, además de disminuir la exposición relativa ante un escenario hidrológico seco.

La gran diversidad geográfica de Enersis permite una mayor estabilidad de los flujos ante escenarios climáticos desfavorables en un sistema eléctrico en particular. Asimismo, permite disminuir el riesgo ante cambios regulatorios o económicos de algún país específico que pueda derivar en contracción sobre los flujos. Esto cobra mayor interés ante el actual proceso de elecciones en Perú, que si bien no esperamos tenga impactos significativos sobre los flujos consolidados de la compañía, podría generar cierta incertidumbre en los mercados bursátiles sobre el desempeño en resultados futuros en dicho país. A modo de ejemplo, si bien el fenómeno de La Niña ha implicado una muy baja disponibilidad hídrica en el SIC (Chile), en algunas regiones de Colombia el efecto es el contrario, lo que si bien no constituye un hedge (cobertura) en un 100%, acota la exposición consolidada a dichos escenarios.

Por su parte, destacamos que la gran mayoría de los países donde opera la compañía poseen positivas perspectivas de expansión económica para el 2011 y también en el largo plazo. Lo anterior permitirá impulsar el dinamismo de la demanda eléctrica, beneficiando el crecimiento tanto de sus negocios de generación y transmisión, como de distribución. A su vez, esto será reforzado por un aumento en el consumo energético per capita en Latinoamérica, en línea con un natural cierre de brechas respecto del elevado consumo actual en economías desarrolladas como EE.UU. o Europa.

Particularmente, Enersis opera en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú (Figura 9), manteniendo estos cuatro últimos favorables perspectivas de expansión económica para el 2011 y los próximos años, lo que no hace prever un positivo aumento de la demanda eléctrica en dichos países, potenciando una favorable evolución de los ingresos consolidados de Enersis. Asimismo, estimamos que el consumo per capita irá aumentando en línea con el mayor desarrollo económico de la región, potenciando el

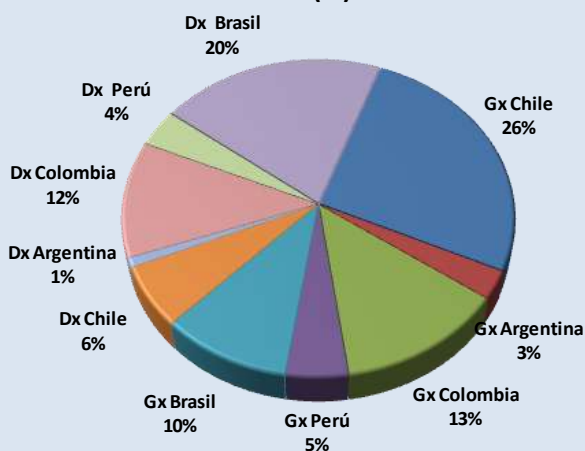
FIGURA 8: DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES SEGÚN CAPACIDAD INSTALADA ENERSIS (MW) (MARZO 2011)



Notas: Capacidad instalada total de generación de Enersis alcanza 14.832 MW.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 9: DIVERSIFICACIÓN DE EBITDA POR PAÍS Y NEGOCIO (%)



Nota: Gx = Generación y Dx = Distribución; Registros correspondientes al 2010. Ebitda consolidado llegó a MM\$2.261.691.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

crecimiento sustentable de las ventas de energía. En esta dimensión, destacamos que en países como Brasil y Perú aún existen muchas zonas que no poseen electricidad, por lo que el crecimiento orgánico también es atractivo.

Dentro de los países donde Enersis posee presencia, estimamos que Chile y Perú serán los que mostrarán el mejor dinamismo de demanda eléctrica durante el presente año, con crecimientos que se ubican en torno a 7,5% y por sobre 8%, respectivamente. Dicho escenario es consistente con nuestras estimaciones de expansión económica para este año de 6,1%/7,1% en el caso de Chile, de 7,2% para Perú, y de 4,5% y 4,4% para Brasil y Colombia, respectivamente. Es importante destacar que nuestra valorización de la compañía no contempla nuevas inversiones ni planes de expansión relevantes en Argentina, debido al complicado escenario regulatorio energético que enfrenta el país y en línea con la estrategia de la compañía. En efecto, consideramos que el mayor crecimiento en generación y distribución se llevará a cabo en el resto de los países donde Enersis opera.

En el negocio de distribución, si bien estimamos que las revisiones tarifarias –especialmente este año en Brasil y el próximo en Chile– tendrán un impacto negativo en los ingresos de la compañía, este será contrarrestado a nivel consolidado por el sólido crecimiento en consumo energético. En efecto, uno de las principales preocupaciones en el corto plazo en este aspecto radica en la aplicación de tasa de costo de capital a parte de los activos de distribución en Brasil durante este año, lo que implicaría una potencial desaceleración en la generación de Ebitda, particularmente en las operaciones de la filial Coelce. No obstante, el crecimiento esperado en la demanda eléctrica para el 2011 en Perú y Chile permitiría balancear este efecto a nivel consolidado. **Asimismo, estimamos que este escenario de carácter dinámico continuará presentando dicho comportamiento compensador en el mediano y largo plazo, lo que denota el destacado efecto proveniente de la diversificación de la compañía.**

Plan de Inversiones: Crecimiento en Generación y Distribución

El alto potencial de crecimiento de la demanda eléctrica en los países que Enersis mantiene operaciones permite impulsar un sólido plan de inversiones por parte de la compañía. De esta manera, actualmente Enersis cuenta con importantes proyectos de generación en Chile, Colombia y Perú principalmente. A esto se suman las inversiones en el negocio de distribución que se caracteriza por ser intensivo en *capex*. En efecto, el gasto en capital asociado a este negocio contempla un monto en torno a US\$3.422 millones durante el periodo 2011-2015, enfocándose principalmente en la mantención del suministro eléctrico, disminución de las pérdidas de energía y crecimiento de la base de clientes. Destacamos que dicha base se incrementa en cerca de 400 mil clientes anualmente en términos consolidados, lo que es equivalente a la incorporación de una empresa de distribución de tamaño medio por año.

En el negocio de generación, destacamos que el plan de inversiones de Endesa Chile –que agrupa a las empresas generadoras de Enersis, a excepción de Brasil– se encuentra enfocado en impulsar la generación

FIGURA 10: PROYECTOS DE INVERSIÓN ENERSIS

Nombre Proyecto	Tipo de Central	Capacidad Instalada (MW)	Inversión (MMUS\$)	Entrada Estimada Operación
Bocamina II (*)	Carbón	370	750	Ene-12
Quimbo	Hidro	400	837	Ene-15

Nota: (*) Dado el alto grado de avance, la mayor parte de la inversión asociada a la central Bocamina II se encuentra realizada.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

eficiente dentro de la matriz. Particularmente, los proyectos en cartera contemplan un aumento en capacidad de 770 MW con una inversión equivalente de US\$1.587 millones (Figura 10). Lo anterior se verá materializado con la incorporación la central a carbón Bocamina II (370 MW) en Chile y la central hidroeléctrica Quimbo en Colombia (400 MW). Es importante destacar que el proyecto Bocamina II posee un alto grado de avance y estimamos comenzará a aportar a los flujos de la compañía durante enero del 2012. Asimismo, gran parte de la inversión total contemplada (US\$750 millones) ya se ha realizado, quedando cerca de US\$120 millones para finalizar su construcción. Por su parte, la inversión total asociada a la materialización de la central Quimbo alcanza US\$837 millones, no obstante, destacamos que al incorporar los gastos asociados al financiamiento, dicha suma aumenta a cerca de US\$1.100 millones. El proyecto se encuentra en su etapa inicial y nuestras expectativas apuntan a que su puesta en marcha se llevará a cabo durante enero del 2015.

El positivo efecto de la incorporación de dichas centrales se verá reflejado en un incremento en la participación de generación eficiente dentro de la matriz de la compañía, lo que tiene un positivo impacto sobre sus márgenes. En efecto, esperamos que el margen Ebitda de la filial Endesa Chile supere el 47% en el mediano y largo plazo.

Por su parte, consideramos favorable la proactividad de la compañía por disminuir la emisión de partículas contaminantes de su central en operación Bocamina I y el proyecto en desarrollo Bocamina II, ambas en base a carbón. De esta manera, las nuevas centrales cumplirán con elevados estándares de control de emisiones, lo que minimiza el impacto de la aplicación de mayores exigencias en el marco de la nueva norma medioambiental para termoeléctricas. En este sentido, consideramos que Enersis será una de las compañías menos perjudicadas de la industria en Chile, especialmente si tomamos en cuenta el alto grado de participación que posee la generación hidroeléctrica en su matriz.

A su vez, destacamos la realización del proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) en el que Endesa Chile participó, lo que ha permitido una mayor disponibilidad de este tipo de combustible, contribuyendo al desplazamiento del diesel dentro de la matriz de generación. El proyecto está conformado por una planta de regasificación de GNL con una capacidad de 9,5 millones de m³/día. Esta planta comenzó sus operaciones el 2009 y actualmente permite el abastecimiento para la generación de las centrales térmicas San Isidro I y II. Lo anterior es especialmente beneficioso si consideramos que el costo de operar en base a GNL es bastante inferior al del diesel. Nuestras estimaciones contemplan un costo marginal en torno a 80 US\$/MWh en el mediano plazo.

Finalmente, destacamos que Endesa Chile posee una cantidad significativa de proyectos de inversión en periodo de estudio que suman 4.454 MW en capacidad instalada –considerando HidroAysén que será desarrollado en conjunto con Colbún– y no están incorporados en nuestra valorización (Figura 11). Esto debido a que sólo hemos incorporado aquellos proyectos que cuentan con su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado y se encuentran en proceso de construcción.

FIGURA 11: PROYECTOS DE INVERSIÓN NO INCLUIDOS EN VALORIZACIÓN DE ENERSIS

Nombre Proyecto	Tipo de Central	Capacidad Instalada (MW)	Inversión (MMUS\$)
Los Cóndores (1)	Hidro	150	400
Neltume	Hidro	490	715
Piriquina	Hidro	7,6	15
Choshuenco	Hidro	128	256
Punta Alcalde	Carbón	740	1.400
HidroAysén (2)	Hidro	2.750	3.200
Curibamba (3)	Hidro	188	336

Notas: (1) Inversión Los Cóndores incluye línea de transmisión; (2) HidroAysén es un proyecto llevado a cabo en conjunto con Colbún en cual Endesa posee el 51% de participación. Dicho proyecto contempla la construcción de 5 centrales hidroeléctricas. Inversión no incluye línea de transmisión, que acorde a estimaciones actuales se ubica en torno a US\$3.500 millones; e (3) Inversión estimada de Curibamba acorde con el promedio de proyectos hidroeléctricos.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 12: IMPACTO HIDROAYSÉN SOBRE VALORIZACIÓN ENERSIS

Acción	Precio Objetivo (1)	Upside Potencial (2)
NO Incluye HidroAysén	\$ 250	24,9%
SI Incluye HidroAysén	\$ 262	31,2%

Notas: (1) Precio Objetivo en un horizonte de 12 a 18 meses; (2) upside potencial respecto de precio de cierre al 13-05-2011 (\$200). Es importante destacar que HidroAysén no se encuentra incorporado en nuestro modelo de valorización de Enersis, dado que aún falta la aprobación ambiental de su línea de transmisión. No obstante, el efecto en valorización entrega una fuerte señal del positivo impacto que posee la realización del proyecto en los flujos de la compañía. Por último, destacamos que incorporamos supuestos conservadores importantes en nuestra valorización del proyecto, lo que nos permite acotar potenciales riesgos bajistas, pudiendo incluso ser corregida al alza.

Fuente: Reportes de la Compañía, BCI Estudios.

Dada la magnitud de los proyectos en periodo de análisis y su destacado impacto en márgenes, la construcción e incorporación de ellos en nuestra valorización de la compañía representan un relevante riesgo alcista en nuestro precio objetivo de Enersis. Entre ellos destacan los proyectos Neltume, Choshuenco, Los Cóndores, Punta Alcalde e HidroAysén en Chile, y Curibamba en Perú.

HidroAysén corresponde a un complejo de 5 centrales hidroeléctricas por un total de 2.750 MW ubicado al sur de Chile en los ríos Baker y Pascua con una inversión en torno a US\$3.200 millones sin contar la línea de transmisión. Si incorporamos esta última, la inversión total del proyecto se eleva por sobre los US\$6.700 millones, la cual no descartamos sea modificada al alza en el futuro. Por su parte, los gastos financieros estimados se ubican en torno a US\$800 millones. El propósito principal del proyecto es suministrar energía a la zona central.

Es importante destacar que la potencial materialización del proyecto implicaría un efecto en valorización de 6% adicional, lo que modificaría nuestro precio objetivo de Enersis desde \$250 a \$262 por acción (Figura 12). Esto es una fuerte señal del positivo impacto que representa el proyecto HidroAysén sobre los flujos proyectados de la compañía. Por último, destacamos que incorporamos supuestos conservadores importantes en nuestra valorización del proyecto, lo que nos permite acotar potenciales riesgos bajistas, pudiendo incluso ser corregida al alza.

El EIA asociado a las centrales del proyecto hidroeléctrico fue aprobado el 9 de mayo. No obstante, aún falta la aprobación ambiental de la línea de transmisión, quedando un largo camino para que se concrete la realización del complejo hidroeléctrico. En efecto, las estimaciones actuales contemplan que la construcción de las centrales no comenzará antes del 2014, pudiendo iniciar las operaciones de la primera de las centrales no antes del 2019. La línea de transmisión medirá cerca de 2.000 km y pretende transportar la energía desde el complejo hidroeléctrico hacia la zona central del país.

Fortaleza Financiera, Reforzada por Sólida y Estable Generación de Caja del Negocio de Distribución

Enersis ha presentado un sólido fortalecimiento y estabilidad financiera durante los últimos años (Figura 13). De esta manera, la compañía posee una positiva flexibilidad de financiamiento tanto en el mercado como en el sistema financiero, lo que permitirá una favorable capacidad para desarrollar proyectos de inversión que actualmente se encuentran en periodo de análisis. Asimismo, la diversificación geográfica y de fuentes de generación de la compañía, acompañada de una política comercial conservadora otorgan una mayor estabilidad a sus flujos y una alta capacidad de generación de caja, lo que permitirá a la empresa financiar parte de sus futuros proyectos con recursos propios.

Esto se ha visto reflejado en los aumentos de clasificación de riesgo llevados cabo durante el 2010 y el presente año, tanto por parte de agentes locales como internacionales (Figura 14). En efecto, el año pasado la clasificación crediticia correspondiente a la deuda de largo plazo de Enersis fue subida

FIGURA 13: EVOLUCIÓN COBERTURA FINANCIERA (VECES)



Notas: Cobertura Financiera corresponde a la razón Ebitda/ Gastos Financieros Netos del periodo. Los datos a marzo de 2011 consideran los últimos 12 meses transcurridos a dicha fecha.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 14: CAMBIO CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Mercado	Clasificadora	Rating Anterior	Rating Actual	Fecha Cambio
Internacional	S&P	BBB	BBB+	Feb-10
Internacional	Fitch Ratings	BBB	BBB+	Ene-10
Internacional	Moody's	Baa3	Baa2	Abr-11
Local	Feller Rate	AA-	AA	Ene-10
Local	Fitch Ratings	AA-	AA	Ene-10

Notas: La equivalencia entre Baa3 utilizado por Moody's y la nomenclatura usual es BBB-. Asimismo, Baa2 corresponde a BBB.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

desde AA- a AA por parte de Fitch y Feller Rate. A su vez, a comienzos del 2010, S&P y Fitch subieron la clasificación internacional desde BBB a BBB+, a lo que se sumó el aumento en el rating por parte de Moody's, durante abril de este año, desde Baa3 a Baa2 (equivalente a BBB).

Por último, consideramos sumamente relevante el gran aporte que representa el negocio de distribución a la estabilidad de los flujos de la compañía, a la vez que contribuye de manera importante a la generación de caja. Es destacable la fuerte resiliencia que presenta dicho negocio ante escenarios económicos adversos, particularmente en los países donde la compañía posee presencia. Esto, debido en parte a que existe un suministro base garantizado, aún cuando las economías presenten contracción. A su vez, ante escenarios de recuperación económica, la demanda eléctrica suele mostrar un marcado aumento, lo que es un fuerte respaldo para el desarrollo del negocio. Durante la crisis financiera global donde la economía mundial cayó en recesión, las ventas físicas de las filiales distribuidoras de Enersis no se vieron fuertemente afectadas como otros sectores económicos, ratificando nuestro postulado.

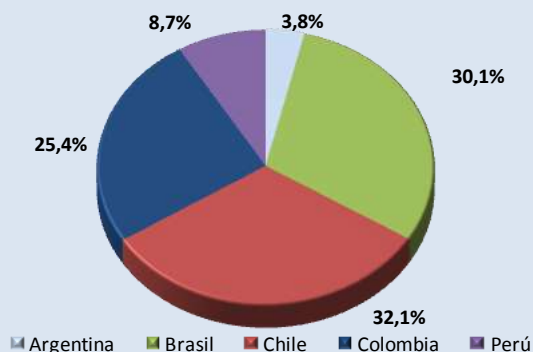
Situación Actual y Proyecciones

Enersis posee presencia en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, siendo el primero el de mayor representatividad dentro de los flujos de la compañía (Figura 15). En términos de Ebitda acumulado durante el 2010, las operaciones en Chile representaron el 32,1% del total, mientras que Argentina, Brasil, Colombia y Perú representaron 30,1%, 25,4%, 8,7% y 3,8%, respectivamente. Dada la relevancia que posee la evolución de los sistemas eléctricos en estos países sobre el comportamiento de los flujos de la compañía, es de gran importancia analizar las proyecciones incorporadas en nuestra valorización de Enersis.

Chile (SIC y SING): Potenciando la Generación Eficiente. Alta Estabilidad y Eficiencia en Distribución

En el ámbito de generación, la reestructuración de la matriz energética se ha centrado en impulsar las inversiones en generación eficiente durante los últimos años, especialmente en centrales térmicas a carbón, lo que ha permitido reducir en parte la exposición a las condiciones hídricas en el SIC y ha permitido desplazar parcialmente el uso del diesel, escenario que irá evolucionando positivamente durante los próximos años. Si bien el 2010 y lo que va del 2011 corresponde a uno de los periodos más secos en la historia del país, el mayor aporte de generación a carbón y GNL ha permitido sobrellevar este complejo escenario de mejor manera, evitando un escenario de estrechez energética severo. Esto refleja la mayor solidez respecto de lo evidenciado durante el 2007 y 2008. En esta línea, destacamos el notable aporte del proyecto GNL Quintero –en el que Endesa posee participación– dado que permite una mayor disponibilidad de gas natural licuado en el SIC. A esto se suma la mayor disponibilidad de GNL que hoy existe en el SING gracias al nuevo Terminal GNL Mejillones que comenzó sus operaciones el año pasado.

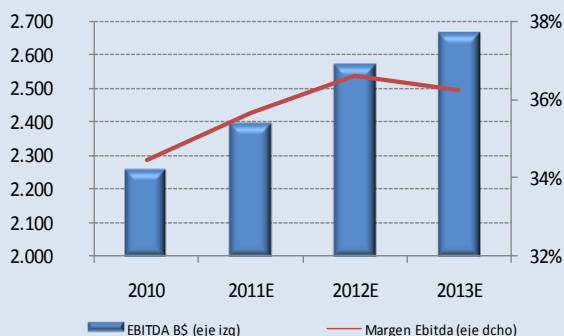
FIGURA 15: EBITDA POR PAÍS



Notas: Cifras correspondientes al 2010. Durante dicho año el Ebitda alcanzó MM\$ 2.261.691.

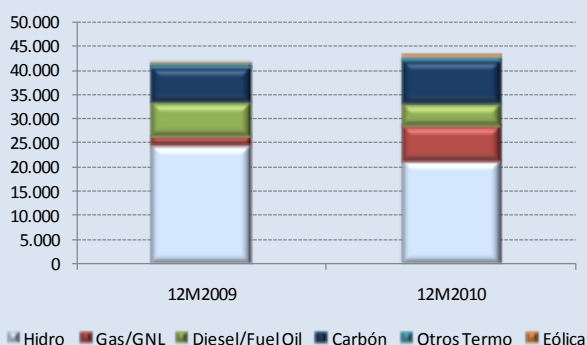
Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 16: EVOLUCIÓN EBITDA Y MARGEN EBITDA ENERSIS



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 17: COMPOSICIÓN GENERACIÓN SIC (GWh)



Fuente: CDEC-SIC; CNE; BCI Estudios.

En particular, el plan de inversiones de Endesa Chile, que se encuentra incluido en nuestra valorización, es acorde con la estrategia de desarrollo de la matriz energética de nuestro país. En efecto, el crecimiento de la compañía se encuentra enfocado en la incorporación de centrales térmicas a carbón. Nuestra valorización contempla la puesta en marcha de la central a carbón Bocamina II durante enero de 2012. Con todo, la estrategia de crecimiento de su filial, en conjunto con su política comercial conservadora, le permitirá una mayor diversificación acompañada de una menor exposición a fuertes variaciones en el precio del diesel, además de otorgar una favorable estabilidad a sus flujos y un positivo nivel de márgenes (Figura 16).

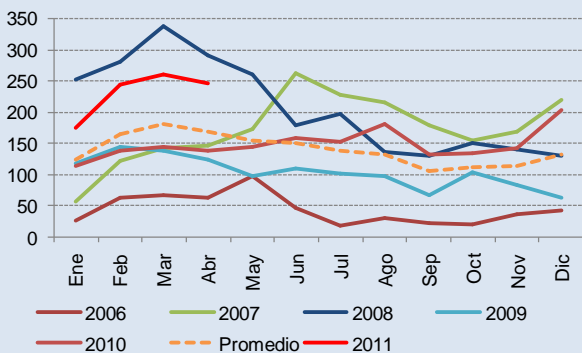
Por su parte, en línea con nuestro escenario base, el Sistema Interconectado Central (SIC) se ha visto inmerso bajo un escenario complejo. No obstante, estimamos que éste cambiará con el comienzo del periodo de lluvias y una normalización de las condiciones pluviales, configuración que acorde a los modelos dinámicos climáticos –que poseen un alto nivel de volatilidad– debiese ser a partir de mayo. El 2010 fue claramente un año seco, el aporte de la generación de centrales hidroeléctricas llegó a tan sólo un 49,1% del total, lo que equivale a una caída anual de 9,4% (Figura 17). Esto se vio reflejado en un mix de generación menos eficiente en el SIC, además de costos marginales elevados, lo que ha continuado observándose durante lo que va del presente año, tendencia que estimamos cambiará durante los próximos meses, evolucionando hacia un mayor aporte hidroeléctrico dentro del parque de generación. Asimismo, los positivos efectos de la reestructuración de la matriz energética se vieron reflejados en el mayor aporte de centrales a carbón, como también en el aumento de la generación en base a gas/GNL, que durante el 2010 permitieron un aporte conjunto 37,5% del total, aumentando en un 15%.

Sin duda los efectos de un mix de generación menos eficiente se vieron reflejados en mayores costos de operación en el SIC. En efecto, durante el 2010 el costo marginal promedio de dicho sistema presentó un alza de 42,9%, alcanzando 149 US\$/MWh (según barra Alto Jahuel 220). Si consideramos la última parte de la curva, podemos observar una clara tendencia alcista respecto al año pasado que se ha ido desacelerando muy levemente en lo último, con un costo marginal promedio hasta abril de este año de en 232 US\$/MWh (Figura 18).

Nuestras estimaciones contemplan caídas parciales en el costo marginal del SIC durante mayo –en la medida mejoren que las condiciones pluviales–, tendencia que tomará mayor fuerza durante junio. Con todo, estimamos un costo marginal promedio para este año en torno a 165/175 US\$/MWh en el SIC. Durante los meses previos al comienzo del periodo de lluvias una de las medidas habituales es mantener ciertos niveles de reservas en los embalses con el fin de asegurar el suministro ante una prolongación de bajas condiciones hídricas, entregando mayor espacio a la generación térmica, escenario que será revertido en la medida que se normalicen las condiciones pluviales y aumenten las reservas hídricas.

Por su parte, nuestras proyecciones para el mediano y largo plazo consideran que será principalmente la generación a carbón y en bastante

FIGURA 18: EVOLUCIÓN COSTO MARGINAL SIC (US\$/MWH)



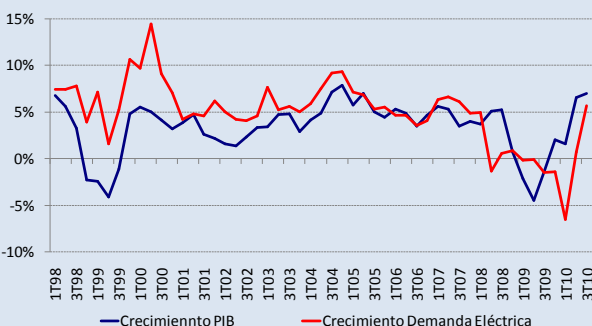
Fuente: CDEC-SIC; BCI Estudios.

menor medida en base a GNL, las que determinarán el costo marginal del SIC, que estimamos se ubicará en torno a 80 US\$/MWh. Proyectamos que durante el próximo año la demanda estará cubierta en gran parte por centrales hidroeléctricas y a carbón, viéndose impulsada por la incorporación de nuevas centrales en base a este último tipo de generación, a lo que se suma el favorable aporte del GNL. Lo anterior impulsará el desplazamiento del diesel, que será ocupado como respaldo, permitiendo reducir los costos de generación.

Ante el escenario de sequía experimentado en el SIC y el riesgo de una potencial prolongación de éste, el Gobierno ha llevado a cabo medidas de ahorro energético para otorgar mayor seguridad al sistema en términos de suministro, lo que tiene un impacto bajista en el consumo eléctrico durante el periodo de aplicación. En suma a los niveles de reservas en embalses mencionadas anteriormente, las autoridades han llevado a cabo una reducción de voltaje y restricciones en transmisión, acompañado de campañas de ahorro y una prolongación del horario de verano, aunque consideramos poco probable observar futuros escenarios de mayor adversidad energética que impulsen decretos de racionamiento significativos.

Nuestra proyección de crecimiento de la demanda eléctrica se ubica en 7,5% anual, consistente con nuestra estimación de expansión económica de 6,1%/7,1% para este año. Asimismo, en el largo plazo estimamos un crecimiento del consumo eléctrico en el país sobre el 5% anual. Destacamos la fuerte correlación existente entre el crecimiento del PIB y el aumento en la demanda eléctrica en Chile (Figura 19). No obstante, ante escenarios económicos contractivos, el consumo energético muestra una resiliencia no despreciable. En efecto, si consideramos el promedio histórico desde 1998 hasta el 2010, la demanda aumentó 5,4% anual, bastante superior a la expansión económica del país, ubicándose por debajo sólo parte del 2006 y 2008 (Figura 20). Asimismo, el menor dinamismo de la demanda eléctrica durante el 2008 y el 2009 se vio afectado en gran parte por la recesión económica que afectó al país, como consecuencia del impacto provocado por la crisis financiera global, además de otros factores relacionados a la industria eléctrica como el decreto de reducción de voltaje durante el 2008 y la campaña de ahorro energético realizada por el gobierno.

FIGURA 19: DEMANDA ENERGÉTICA VS PIB EN CHILE

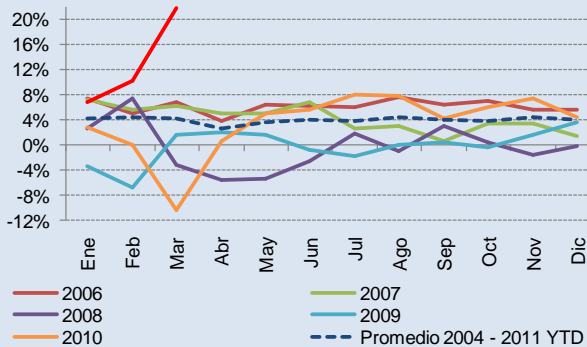


Fuente: Banco Central de Chile; INE; BCI Estudios.

Por último, es importante destacar que las medidas del Gobierno mencionadas anteriormente –especialmente de reducción de voltaje– tendrían un impacto bajista en el consumo en torno a un 2%/2,5% durante el periodo de aplicación, no obstante, el sólido dinamismo en actividad contrarresta con fuerza este impacto de carácter transitorio. Por ello, no esperamos efectos relevantes producto de dichas medidas sobre los resultados del negocio de generación de Enersis en Chile ni sobre su filial de distribución Chilectra que opera en el país.

Por otro lado, si bien la estrechez del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se mantendrá en alguna medida durante parte del 2012, debido a la exposición asociada al uso del diesel dentro de la matriz, estimamos que en el mediano y largo plazo, a medida que entren en operación nuevas centrales a carbón, la generación base del sistema estará

FIGURA 20: VARIACIÓN 12 MESES GENERACIÓN MENSUAL SIC (%)



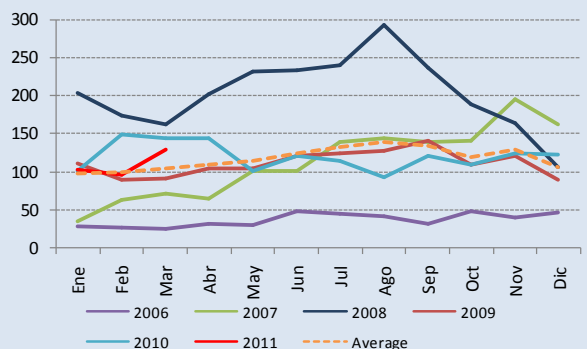
Fuente: CNE; CDEC-SIC; BCI Estudios.

compuesta por carbón y GNL, permitiendo que el precio *spot* esté determinado principalmente por este tipo de generación térmica. Esto se verá reflejado en precios bastante más favorables a los observados actualmente (Figura 21). Con todo, estimamos que el costo marginal de largo plazo se ubicará en torno a 80-85 US\$/MWh en el SING, algo por sobre lo esperado para el SIC.

Por otra parte, uno de los avances más importantes del sector eléctrico en Chile obedece a las modificaciones establecidas en la Ley Corta II. Esto ha permitido impulsar de manera importante los planes de inversión de las compañías generadoras del país. Dicha ley reemplaza la fijación de precio nudo para distribuidoras (clientes regulados) que establece semestralmente (en abril y octubre) la Comisión Nacional de Energía (CNE), por la aplicación de un sistema de licitaciones para contratos de suministro energético entre generadoras y distribuidoras. Este sistema, que entró en vigencia en enero del 2010, permite asegurar la demanda proyectada de clientes regulados en el largo plazo. Asimismo, los precios establecidos en dichos contratos se encuentran indexados a la estructura de costos de generación de las compañías, otorgando una mayor protección a sus márgenes e incentivando un crecimiento sustentable para el sector eléctrico.

Durante el 2012 se fijarán las nuevas tarifas que regirán para distribución (VAD: Valor Agregado de Distribución) en Chile –con los respectivos ajustes en subtransmisión–, lo que claramente tendrá un impacto bajista, aunque acotado en resultados consolidados, lo que ha sido incorporado en nuestras proyecciones para Enersis. Asimismo, destacamos que el periodo de revisión es en torno a 4 años.

FIGURA 21: EVOLUCIÓN COSTO MARGINAL SING (US\$/MWH)



Fuente: CDEC-SING; BCI Estudios.

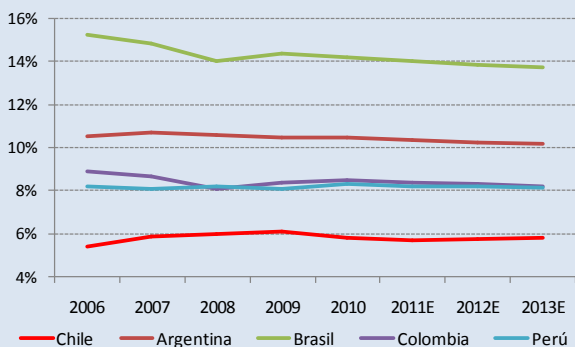
Por último, destacamos que Chilectra es una compañía que se caracteriza por un alto nivel de eficiencia en términos de pérdidas de energía, viéndose beneficiada de la configuración del sistema de redes en nuestro país y su nivel de seguridad, caracterizado por un bajo nivel de robos de energía en relación a otros países de la región como es el caso de algunas regiones de Brasil. De esta manera, la pérdida de energía promedio de Chilectra durante el 2010 alcanzó un 5,8%, cifra que esperamos se mantenga relativamente estable en el mediano y largo plazo (Figura 22).

Argentina: Un Mercado Eléctrico con Márgenes muy Acotados

Enersis posee presencia en Argentina tanto en el negocio de generación como de distribución. En el primero opera a través de su filial Endesa Chile, que posee a su vez Endesa Costanera y El Chocón, alcanzando una capacidad instalada total de 3.652 MW, lo que representa un 13% de participación en el país. Por su parte, en el negocio de distribución Enersis opera a través de su filial Edesur. A su vez, la empresa posee una participación minoritaria en la realización de 2 nuevos ciclos combinados, acorde a las coordinaciones dispuestas por el FONINVEMEM. Es importante destacar que la mayor parte de las ventas de Endesa Chile en Argentina se realizan en el mercado *spot*, estrategia opuesta a la llevada a cabo en los otros países donde la compañía posee presencia.

Desde el 2002 el Gobierno de Argentina ha intervenido en el mercado

FIGURA 22: COMPARACIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA

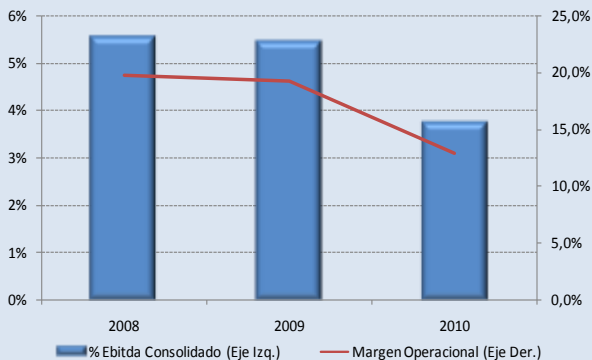


Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

eléctrico tanto de generación como de distribución, limitando los precios de venta de la energía y de tarifas a clientes finales, incluso ante escenarios hidrológicos adversos y alzas importantes en el precio de generación de mayor costo como el diesel. Asimismo, la estructura de precios en Argentina tiene un negativo impacto sobre los márgenes de las generadoras, lo que ha implicado un fuerte desincentivo a la inversión en nuevas centrales durante los últimos años, provocando mayor estrechez entre la oferta y la demanda eléctrica. Dado lo anterior, el Gobierno creó el fondo de inversiones FONINVEMEM para financiar y manejar inversiones que incrementaran la oferta eléctrica. Este fondo es financiado a través de la recaudación del excedente entre el precio pagado por las distribuidoras y el que por ley reciben las generadoras.

Las proyecciones incorporadas en nuestra valorización consideran que la generación y venta de energía permanecen relativamente estables durante los próximos años. Asimismo, nuestro escenario base considera que los precios de venta continuarán entregando un espacio limitado de márgenes y aporte en Ebitda (Figura 23), considerando que el Gobierno no ha dado señales suficientemente positivas como para esperar un aumento importante en el corto y mediano plazo. Finalmente, consideramos que aún cuando las autoridades del país optaran por entregar mayor flexibilidad a los precios, ello no incentivaría mayores inversiones puesto que permanecería presente el riesgo político. Con todo, no esperamos una marcada mejora en las operaciones de Enersis en Argentina y, por lo tanto, estimamos que la contribución al Ebitda consolidado continuaría siendo muy acotada (menor al 5%).

FIGURA 23: APOORTE ARGENTINA EN EBITDA CONSOLIDADO DE ENERSIS



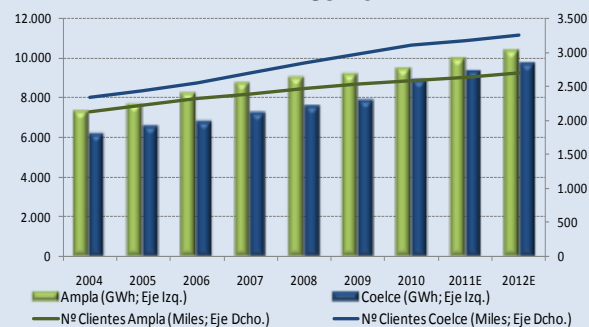
Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

Brasil: Crecimiento Sustentable

Las perspectivas de crecimiento que presenta la demanda eléctrica en Brasil son bastante positivas. En efecto, al positivo dinamismo en actividad se suma el consumo precario de algunas regiones y la baja participación de mercado que posee Enersis tanto en el negocio de generación como de distribución, existiendo un espacio importante para crecer, en la medida que el ámbito regulatorio y competitivo lo vayan permitiendo. Si bien nuestro modelo de valorización considera un crecimiento orgánico que provendrá tanto de un aumento en la base de clientes del negocio de distribución como de una mayor demanda eléctrica, la materialización de nuevos proyectos de generación implica un riesgo alcista en nuestro precio objetivo. La compañía cuenta actualmente con un 1% del total de la generación en Brasil y un 5% de la distribución, participación significativamente inferior respecto a los otros países donde mantiene operaciones. En el negocio de generación Enersis participa a través de su filial Endesa Brasil. En particular, a través de la central hidroeléctrica Fortaleza y termoeléctrica Cachoeira, alcanzando una potencia conjunta de 987 MW.

En el negocio de distribución, las ventas físicas han continuado creciendo en línea con la recuperación económica que ha experimentado el país. Asimismo, el positivo dinamismo en actividad para este año y los próximos, sumado a la precariedad del consumo energético en el país, permiten un destacado potencial de crecimiento orgánico (Figura 24). En esta dimensión, esperamos aumentos importantes en ventas de energía durante este y los

FIGURA 24: EVOLUCIÓN VENTAS FÍSICAS Y N° CLIENTES AMPLA Y COELCE



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

próximos años. Las ventas físicas de las filiales distribuidoras en Brasil –Ampla y Coelce– presentaron un positivo desempeño durante el 2010, impulsados por la incorporación de nuevos clientes, además de un alza en las ventas por clientes. En efecto, Ampla y Coelce registraron crecimientos de ventas físicas de 5,7% y 12,6%, respectivamente. Por otra parte, estimamos que la positiva disminución de las pérdidas de energía en Brasil experimentada durante los últimos años, continuará desarrollándose, aunque con de manera más acotada en el mediano y largo plazo.

Por último, es importante destacar que durante este año se realizará la revisión tarifaria de Coelce, donde esperamos un ajuste en márgenes, producto de la potencial reducción en el WACC aplicado para valorizar los activos. No obstante, estimamos que dicho efecto será compensado a nivel consolidado por el positivo impacto proveniente de un mayor dinamismo en la demanda eléctrica en los países donde Enersis mantiene operaciones. Nuestro modelo considera una modificación en el costo de capital promedio ponderado desde 10% a 8% para Coelce. Por su parte, la revisión tarifaria de Ampla será durante el 2014.

Colombia: Positivas Perspectivas de Crecimiento en el mediano y Largo Plazo

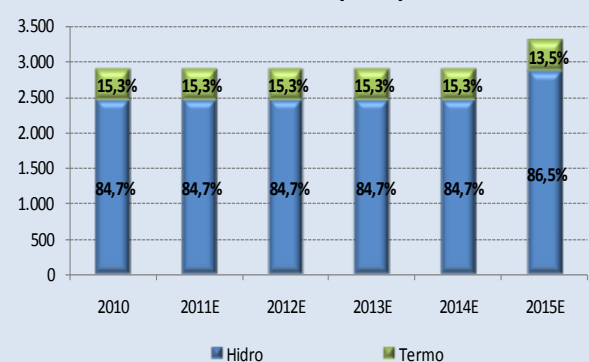
El mercado eléctrico colombiano es uno de los más sofisticados y desregulados de Latinoamérica. Bajo esta estructura, el sistema de fijación de tarifas está determinado por: (1) venta a precios *spot* en la bolsa de energía; y (2) contratos negociados libremente con otros agentes de la bolsa y con clientes no regulados que cuentan con una capacidad instalada mayor a 100 KW o bien poseen un consumo promedio mensual superior a 55 MWh. Dichos límites para contratación de energía irán disminuyendo de manera gradual, llegando a 19 KWh ó 10 MWh el 2013, otorgando mayor flexibilidad.

Nuestras proyecciones contemplan una positiva evolución de la demanda eléctrica en Colombia para el presente año y también en el largo plazo. De esta manera, estimamos un crecimiento superior al 4% en régimen. En términos de precio, si bien el 2010 no fue favorable, estimamos que en conjunto con mejores condiciones hídricas observaremos un ajuste que permitirá un positivo desempeño de las operaciones de Enersis en el país.

Asimismo, nuestras expectativas consideran un favorable crecimiento en capacidad instalada para las operaciones del negocio de generación de Enersis en Colombia, lo que se verá impulsado por la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Quimbo que de acuerdo nuestras estimaciones comenzaría a operar en enero del 2015. La materialización de dicha central permitirá incrementar en 400 MW la capacidad instalada, aportando al crecimiento en generación eficiente de la filial Endesa Chile, a través de Emgesa (Figura 25), lo que tendrá un favorable impacto sobre la generación de flujos de Enersis.

En el negocio de distribución en Colombia, representado por la filial Codensa, el crecimiento durante el año pasado en términos de ingresos ha sido bastante positivo, tendencia que estimamos continuará manifestándose durante este año y los próximos. Por su parte, los cotos de

FIGURA 25: EVOLUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA ENERSIS EN COLOMBIA (MW)



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

operación han mostrado un importante incremento, lo que estimamos comenzaría a revertirse en el futuro. Por último, destacamos que durante el primer trimestre de este año los resultados en Colombia se vieron fuertemente afectados por la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia, siendo registrado el 1 de enero de 2011 el monto total que se pagará por dicho concepto durante el periodo 2011-2014, por lo que el aporte en resultados por parte de esta filial será acotado durante este año. No obstante, es importante destacar que el efecto es de única vez y no altera nuestras positivas perspectivas en el mediano y largo plazo para el negocio de distribución en Colombia. En términos tarifarios, el proceso de reajuste se estima será durante el 2014, con la respectiva caída en el VAD, escenario que ha sido incorporado en nuestro modelo de valoración. Por último, destacamos que la mejora en eficiencia le ha permitido a la distribuidora pasar de pérdidas de energía de 9,5% a 8,5% en los últimos 5 años, las que estimamos continuará disminuyendo paulatinamente durante los próximos años, para estabilizarse en torno a 8,0% en el largo plazo.

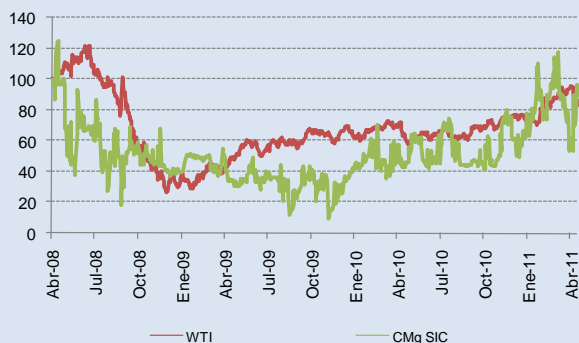
Perú: Un Positivo Aporte. Riesgos Regulatorios Acotados ante Escenario de Elecciones Presidenciales.

Nuestras estimaciones contemplan un destacado crecimiento de la demanda eléctrica en Perú, en línea con el notable dinamismo de su economía para este y los próximos años. Esperamos que el consumo eléctrico crezca a niveles en torno el 8% durante el presente año y por sobre el 5% en el largo plazo. En contraste, la remuneración por potencia a los generadores se compone por un 80% a prorrata de la potencia a firme de cada central y un 20% de ingreso adicional por el despacho real mensual. Esta situación cambiará en julio de este año cuando sea eliminado el pago al ingreso adicional por potencia. No obstante, esto no cambia nuestras destacadas perspectivas de largo plazo para las operaciones de la compañía en Perú.

Lo anterior permitirá que la filial distribuidora de Enersis en Perú, Edelnor, continúe presentando un crecimiento destacado en ventas físicas de energía. Durante el 2010 éstas aumentaron un 7,2%, viéndose impulsadas por la pronunciada recuperación económica del país. Adicionalmente al positivo impacto por crecimiento económico, una mayor proporción de habitantes con acceso a luz, y una profundización del consumo de los actuales clientes, impulsará la demanda eléctrica del país incaico. En términos tarifarios, el próximo proceso de revisión será en el 2013.

Por su parte, es importante destacar que la regulación en Perú es bastante parecida a la chilena, lo que representa un incentivo para las inversiones en dicho país. En efecto, dentro de los avances realizados en el marco regulatorio, destacamos la aplicación de contratos licitados entre generadoras y distribuidoras con precios que se encuentran indexados a la estructura de costos de las empresas generadoras. Esto otorga mayor protección en márgenes de operación, además de representar un importante incentivo para la materialización de nuevos proyectos. **En este contexto, consideramos poco probable la materialización de modificaciones regulatorias que impliquen un retroceso en el desarrollo del sector eléctrico ante el resultado del proceso de elecciones.**

FIGURA 26: PRECIO DEL PETRÓLEO VS COSTO MARGINAL DEL SIC (BASE 100: ABRIL 2008)



Fuente: CDEC-SIC; Bloomberg; BCI Estudios.

Por su parte, recordamos que la empresa posee el proyecto Curibamba (188 MW) en periodo de análisis que de materializarse implicaría un mayor *upside* potencial para nuestro precio objetivo, aunque de impacto acotado.

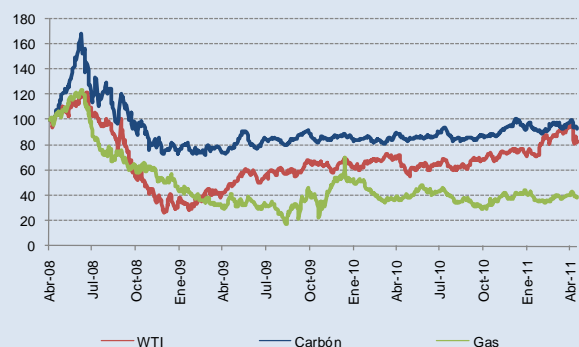
Balance de Riesgos

Nuestra recomendación de inversión se encuentra afecta a cierto balance de riesgos, entre los cuales destacamos aquellos de naturaleza operacional, de ejecución y regulatorio.

Riesgos Operacionales – Variación en Costos e Hidrología

Un importante porcentaje de la matriz de generación de Enersis es hídrica, implicando que el flujo operacional de la compañía se vea afectado ante un escenario hidrológico desfavorable, dada la exposición a variaciones relevantes en el precio del diesel/fuel oil y en menor medida al resto de los combustibles, lo que toma especial relevancia en las operaciones de Endesa Chile en el SIC (Figura 26 y 27). Lo anterior obedece a que en dicho escenario el mix de generación es menos eficiente, lo que suele estar acompañado de una disminución de su posición vendedora neta en el mercado *spot*, situación que hemos evidenciado durante el 2010 y lo que va del presente año. No obstante, destacamos que el mayor aporte en generación a carbón con la puesta en marcha de Bocamina II durante enero del 2012 y el positivo aporte de GNL en el mix de generación permitirá un mayor desplazamiento del diesel, otorgando una mayor diversificación de la matriz. Esto en suma a la política comercial conservadora de la compañía y un porcentaje de los contratos que se encuentran indexados en parte a los precios de los combustibles, especialmente al GNL y en menor medida al carbón, permitirá una mayor protección a los márgenes de la compañía.

FIGURA 27: EVOLUCIÓN PRECIO COMBUSTIBLES (BASE 100: ABRIL 2008)



Nota: Evolución de precios corresponden a: Petróleo - WTI; Carbón - Contratos Futuros de NYM; Gas - Henry Hub.

Fuente: Bloomberg; BCI Estudios.

Riesgos de Ejecución

Un retraso o la eliminación de alguno de los proyectos considerados en nuestra valoración de la compañía tendría un impacto negativo sobre los flujos proyectados.

Cabe destacar que en nuestro modelo, hemos incluido únicamente aquellos proyectos que cuentan con su EIA aprobado y se encuentran en construcción. En esta dimensión, uno de los riesgos alcistas más significativos se encuentra representado por la incorporación de los proyectos en periodo de estudio. Dichos proyectos contemplan una capacidad instalada por 4.454 MW y no se encuentran incorporados en nuestra valoración. Dentro de ellos destacamos: Neltume, Choshuenco, Los Córdores, Punta Alcalde, Cuirbamba y especialmente HidroAysén destacamos.

Es importante destacar que la potencial materialización de este último proyecto –en el cual también posee participación Colbún– implicaría un *upside* adicional de 6% en nuestro precio objetivo de Enersis, lo que equivale a pasar de \$250 a \$262 por acción. Esto es una potente señal del positivo impacto que representa el proyecto HidroAysén sobre los flujos proyectados de la empresa. Asimismo, los supuestos conservadores importantes en nuestra valoración del proyecto, nos permiten acotar

potenciales riesgos bajistas, pudiendo incluso ser corregida al alza. Por su parte, aún falta la aprobación ambiental de la línea de transmisión, requisito esencial para la materializarse la construcción del complejo hidroeléctrico.

Los principales supuestos utilizados en la valorización de HidroAysén y su impacto en nuestro precio objetivo de Enersis fueron: (1) WACC de 9,0%; (2) Factor de carga promedio de las centrales de 70%, menor al 77% esperado por la sociedad, con el fin de acotar impactos provenientes de riesgos hidrológicos o de operación; (3) Tasa de crecimiento nominal a perpetuidad de 3%; (4) Capex de expansión de US\$3.300 millones asociado a la construcción de las centrales hidroeléctricas (versus US\$3.200 estimado por la compañía) y de US\$3.500 millones asociado a la línea de transmisión; (5) Precios de licitación en torno a 80 US\$/MWh, ocupando como factor de indexación la inflación en EE.UU.; y (6) Una puesta en marcha de la primera central durante el 2020 (versus 2019 estimado por la empresa).

Riesgos Regulatorios

La industria en la que Enersis opera es altamente regulada tanto en el negocio de generación como de distribución, y en todos los países donde mantiene presencia, por lo que potenciales cambios regulatorios del sector podría afectar el negocio de generación y/o de distribución de la compañía, principalmente en términos de costos de operación, márgenes y también de futuras inversiones. La evolución del marco regulatorio eléctrico en Chile ha sido bastante positiva. Sin duda, uno de los avances más destacados es la Ley Corta II que establece la implementación del sistema de licitaciones entre distribuidoras y generadoras, lo que permite potenciar el desarrollo de un sistema eléctrico con precios competitivos en el largo plazo e indexados a la estructura de costos de generación, lo que representa un importante incentivo para la inversión de nuevos proyectos dentro del sector.

No obstante, este ámbito es especialmente sensible en el caso de Argentina que ha sido afectado por fijaciones de precios y tarifas que impiden lograr márgenes atractivos para un crecimiento sustentable en el sector. A esto se suman las continuas restricciones al momento de repartir dividendos. Sin embargo, destacamos que si bien el riesgo político y regulatorio de Argentina no es menor para las operaciones de Enersis, éstas se autofinancian. **Bajo este escenario hemos sido conservadores en nuestras proyecciones de flujos respecto de las operaciones que Enersis posee en dicho país, por lo que el impacto de cambios regulatorios negativos para la industria debiese ser acotado en nuestra valorización de la compañía.**

Respecto del negocio de generación en Chile, hemos observado una creciente preocupación por el medio ambiente por parte de las autoridades, tendencia que estimamos se mantendrá en el mediano y largo plazo. En esta línea, desde enero de 2010 comenzó a regir la Ley 20.257 que obliga a las empresas generadoras a producir un 5% de su energía en base a Energía Renovable No Convencional (ERNC). Esta cifra aumentará gradualmente hasta llegar a 10% el 2020, la que probablemente será modificada hasta un 20%, afectando los costos de inversión en el futuro. No obstante, destacamos el esfuerzo que ha realizado la compañía para crecer en este tipo de energía, lo que contribuye a moderar impactos desfavorables sobre flujos en el futuro.

Adicionalmente, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama) ha llevado a cabo proyectos normativos para emisión de Material Particulado N°2 (MP2), como también para Óxidos de Nitrógeno (NOx), Mercurio (Hg), Dióxido de Azufre (SO2), Níquel (Ni) y Vanadio (V), lo que impactará negativamente sobre los costos de operación y de inversión de las compañías generadoras. No obstante, destacamos que Enersis será una de las menos perjudicadas en Chile, dado que su filial Endesa Chile posee un bajo porcentaje de centrales a carbón dentro de su mix de generación y su fuerte componente hídrico. El aumento en las exigencias asociadas a los límites de emisión de las centrales térmicas, especialmente a carbón ya ha sido aprobado por las autoridades. Destacamos que la compañía se ha preocupado de aumentar el control de emisiones de Bocamina I, además de contar con altos estándares de calidad para su central en construcción Bocamina II.

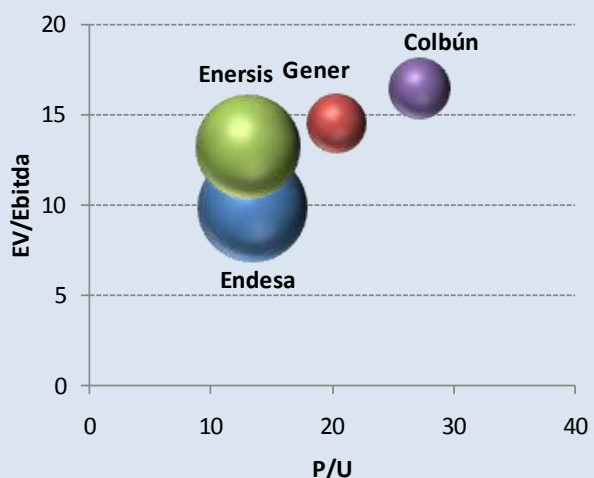
Finalmente, recordamos que el negocio de distribución también es altamente regulado. En efecto, las tarifas son determinadas por ley en todos los países donde Enersis mantiene operaciones, añadiendo así un riesgo a los flujos de la firma. Lo anterior obedece a que una caída en el VAD (Valor Agregado de Distribución) afecta los resultados del negocio de distribución.

En esta dimensión, este año se llevará a cabo la revisión tarifaria de Coelce en Brasil, donde estimamos un ajuste en márgenes, producto de la potencial reducción en el WACC aplicado para valorizar los activos. Nuestro modelo de valorización contempla una modificación en el costo de capital promedio ponderado desde 10% a 8%, por lo que un ajuste mayor implica un riesgo bajista sobre los flujos proyectados de la filial, aunque de incidencia acotada a nivel consolidado. En efecto, consideramos poco probable que dicha tasa sea menor al 7,5%, aunque reconocemos que dicho proceso podría añadir volatilidad transitoria a la acción de Enersis.

Dinamismo de la Recuperación Económica

La demanda eléctrica está estrechamente relacionada con la evolución en actividad, por lo que nuestras positivas perspectivas de crecimiento económico durante el 2011 para la mayoría de los países donde la compañía opera, incorporan a su vez un destacado dinamismo de la demanda eléctrica. Lo anterior podría verse afectado por un debilitamiento de la recuperación global, lo que implica un riesgo potencial de menor crecimiento en Latinoamérica. Asimismo, la evolución de las operaciones en Chile cobra especial relevancia dado que representan el mayor aporte a los flujos de la compañía, por lo que un nivel de recuperación económica menor a nuestras estimaciones para el país (6,1%/7,1%), afectaría nuestras proyecciones incorporadas en la valorización de Enersis, tanto de su negocio de generación como de distribución.

FIGURA 28: COMPARACIÓN RELATIVA EMPRESAS SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE



Nota: Tamaño de burbuja corresponde a capitalización de mercado.
Fuente: Económática; Bloomberg; BCI Estudios.

Posición Relativa de Enersis

Al analizar los múltiplos de Enersis, éstos presentan un descuento respecto de su promedio histórico, reflejando los menores márgenes de la compañía. Por su parte, destacamos que las positivas perspectivas para los resultados de los próximos trimestres y en el largo plazo no está incorporada del todo en el precio de la acción, generándose niveles atractivos de entrada. La baja disponibilidad hídrica en el SIC durante el 2010 y lo que va del presente año han afectado los márgenes de la compañía, no obstante, en la medida que mejoren las condiciones hídricas, los costos disminuirán de manera importante.

Asimismo, destacamos que el menor desempeño de la acción durante el 2010 y parte de este año se vio afectada por el consistente flujo vendedor de las AFPs. Esto, debido a que dichas instituciones mantenían una significativa sobreponderación de la acción dentro de sus portafolios, situación que ha cambiado de manera importante. En esta dimensión, nuestras expectativas apuntan a una eliminación de presiones vendedoras por parte de las AFPs, siendo incluso compradoras en el margen, una razón más para sustentar un positivo desempeño bursátil del papel, en la medida se alinee con sus fundamentales.

Nuestras estimaciones contemplan una positiva evolución de los flujos de Enersis tanto en Ebitda como en utilidad. Actualmente, la P/U y EV/Ebitda de la compañía se encuentran en 13,2 veces y 6,0 veces, respectivamente (Figura 28). Finalmente, acorde a nuestras proyecciones, estimamos una P/U y EV/Ebitda de 13,0x y 13,1x el 2011, y de 6,4x y 6,3x el 2012, respectivamente.

Supuestos

Los principales supuestos utilizados en nuestro modelo de suma de partes derivado de flujos de caja descontados son los siguientes:

- Los WACC asignados son los siguientes: Argentina: 13,7%; Chile: 9,2%; Brasil: 11,2%; Colombia: 10,5%; Perú: 10,4%. El cálculo contempla un beta de 1.
- Tasa de crecimiento nominal a perpetuidad: Endesa Chile: 3%; Chilectra: 1,5%; Argentina: 0,5%; Colombia: 1,5%; Perú: 1,5%.
- Sólo hemos incorporado en nuestra valorización aquellos proyectos que cuentan con su EIA aprobado y se encuentran en proceso de construcción.
- Hemos incorporado revisiones tarifarias para el negocio de distribución acorde a la programación de cada país, siendo en la mayoría de ellos cada 4-5 años.

Considerando todo lo anterior, hemos actualizado nuestro precio objetivo para de Enersis a \$250 por acción (desde \$242), lo que dado el precio actual de \$200 implica un retorno de 24,9%, en un horizonte de 12 a 18 meses.

Dicho retorno es superior a lo estimado para el mercado, por lo que nuestra recomendación es Sobreponderar. A continuación se presentan nuestras principales proyecciones para Enersis:

PROYECCIONES

FIGURA 29: BALANCE PROYECTADO (MM\$)

(MM\$)	2010	2011E	2012E	2013E
Activos Corrientes	2.338.268	2.498.734	2.555.695	2.703.444
Activos no Corrientes	10.667.577	10.763.369	10.881.501	11.057.269
Total Activos	13.005.845	13.262.103	13.437.196	13.760.714
Deuda Financiera Corto Plazo	665.598	678.284	690.970	704.789
Otros Pasivos Corrientes	1.741.679	1.722.912	1.726.765	1.797.827
Deuda Financiera Largo Plazo	3.014.956	2.648.994	2.284.993	1.974.689
Otros Pasivos no Corrientes	1.069.583	1.305.539	1.429.043	1.577.510
Total Pasivos	6.491.817	6.355.729	6.131.771	6.054.816
Patrimonio Atribuible a Controladores	3.735.545	3.988.966	4.242.148	4.489.456
Participación Minoritaria	2.778.483	2.917.407	3.063.278	3.216.442
Total Patrimonio	6.514.028	6.906.374	7.305.425	7.705.898
Total Pasivos + Patrimonio	13.005.845	13.262.103	13.437.196	13.760.714

FIGURA 30: ESTADO RESULTADO PROYECTADO (MM\$)

(MM\$)	2010	2011E	2012E	2013E
Ingresos Ordinarios	6.563.581	6.728.757	7.024.998	7.354.795
Costo de Ventas	-4.079.037	-4.016.099	-4.222.610	-4.446.255
Gastos Admin., Vtas y Otros Gastos Op.	-780.243	-877.233	-816.234	-850.547
Resultado Operacional	1.704.301	1.835.426	1.986.154	2.057.993
<i>Margen Operacional</i>	<i>26,0%</i>	<i>27,3%</i>	<i>28,3%</i>	<i>28,0%</i>
Ebitda	2.261.691	2.398.950	2.572.077	2.665.956
<i>Margen Ebitda</i>	<i>34,5%</i>	<i>35,7%</i>	<i>36,6%</i>	<i>36,2%</i>
Otros Ingresos, Costos y Gastos	-257.606	-242.047	-259.667	-271.789
Resultado Antes de Impuestos	1.446.695	1.593.378	1.726.488	1.786.204
Impuestos	-346.007	-382.683	-406.019	-411.132
Ganancia (Pérdida)	1.100.688	1.210.696	1.320.468	1.375.073
Ganancia Atribuible a Part. Minoritaria	614.461	638.502	696.395	725.192
Ganancia Atribuible a Controladores	486.227	572.194	624.074	649.881
<i>Margen Neto</i>	<i>7,4%</i>	<i>8,5%</i>	<i>8,9%</i>	<i>8,8%</i>

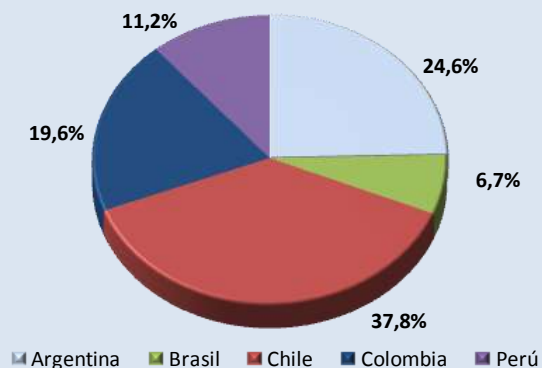
FIGURA 31: VALORACIÓN POR SUMA DE PARTES (MM\$)

País	WAAC	Crecimiento	VPN Activos Ajustado (*)
Endesa Chile	8,9%	3,0%	6.149.871
Brasil Generación y Transmisión	11,2%	1,5%	548.153
Argentina Distribución	13,7%	0,5%	102.367
Brasil Distribución	11,2%	1,5%	2.142.890
Chile Distribución	9,2%	1,5%	1.291.100
Colombia Distribución	10,5%	1,5%	313.455
Perú Distribución	10,4%	1,5%	557.189
VPN Activos			11.105.024
IER			26.793
VPN Deuda Neta			3.680.554
Valor Económico Patrimonio			7.451.263
Número de Acciones (MM)			32.651
Valor Justo Hoy (\$/Acción)			228
Precio Futuro (\$/Acción)			250

Nota: (*) El Valor Presente Neto (VPN) de Activos considera ajustes acordes a la participación de Enersis en cada filial.

Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

FIGURA 32: CAPACIDAD INSTALADA POR PAÍS (%)



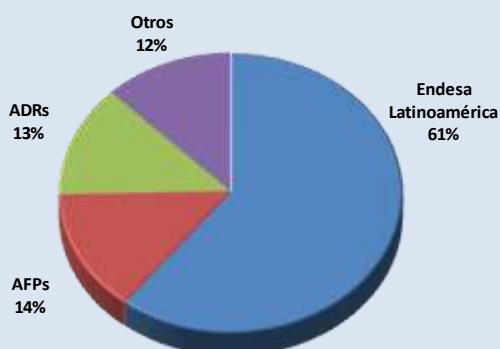
Nota: Datos a marzo de 2011.
Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

Descripción Compañía

Energis es uno de los grupos eléctricos más grandes de Latinoamérica en términos de activos consolidados e ingresos, concentrando sus operaciones en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía, además de otros negocios relacionados. La compañía posee operaciones en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú (Figura 32). En el negocio de generación, el grupo Energis cuenta con una capacidad instalada total a marzo de 2011 de 14.833 MW, compuesta en un 58% por centrales hidroeléctricas y 42% termoeléctricas y otras fuentes alternativas. Por su parte, en distribución, Energis entrega servicios a 13,4 millones de clientes, incorporando cada año cerca de 400 mil nuevos usuarios a nivel consolidado, lo que equivale a incorporar una empresa de distribución de tamaño medio. Con todo, la firma cuenta con US\$28 mil millones en activos.

Su filial Endesa es la mayor empresa de generación en Chile y posee una capacidad instalada de 5.650 MW en nuestro país, cifra que aumentará a 6.020 MW durante el próximo año, considerando la incorporación de la central a carbón Bocamina II. Dicha central es un positivo aporte para la generación de flujos y para impulsar los márgenes de la compañía en el mediano y largo plazo. La composición de la matriz en Chile está conformada por un 61,3% en centrales hidroeléctricas, un 5,3% a carbón, un 31,9% en diesel/gas y un 1,4% eólica, lo que evolucionará el 2012 hacia 57,6% hidro, 11,2% a carbón, 30% diesel/gas y 1,3% eólica, lo que denota un mayor crecimiento en generación eficiente como también una mayor diversificación de fuentes. Esto, tomando en cuenta el 50% de participación que posee Endesa en GasAtacama que opera en el SING. Con todo, Endesa aporta un 36% de la capacidad instalada del país.

FIGURA 33: ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD (DICIEMBRE 2010)



Fuente: Reportes de la Compañía; BCI Estudios.

En tanto, el negocio de distribución en Chile se encuentra representado por su filial Chilectra que opera específicamente en la Región Metropolitana y es la mayor empresa del rubro del país, en términos de clientes y ventas. Durante el 2010 la compañía realizó ventas de energía por 13.098 GWh, abasteciendo a 1,6 millones de clientes. Destacamos el positivo nivel de eficiencia, lo que se ve reflejado en un bajo nivel de pérdidas de energía, ubicándose durante 2010 en un 5,8%, cifra que estimamos se mantendrá relativamente estable en el largo plazo.

En Argentina Energis opera en su negocio de generación a través de Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, alcanzando un total de 3.652 MW, cifra que ha permanecido constante en los últimos años, y que representa un 13% de participación en capacidad instalada en el país. El 36% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, mientras que el 64% restante es termoeléctrica. Cabe destacar que la mayoría de las ventas se realizan en el mercado *spot*.

El negocio de distribución en Argentina se encuentra representado por su filial Edesur, la segunda mayor del país. Durante el 2010, dicha compañía poseía 2,35 millones de clientes, con ventas que ascendieron a 16.759 GWh, con una pérdida de energía asociada de 10,5%.

Por último, cabe destacar que nuestras estimaciones no consideran

crecimientos importantes en generación ni distribución por parte del grupo Enersis en Argentina. Esto, acorde con los acotados márgenes que opera la compañía en ese país, producto de la fijación de precios de energía por parte de las autoridades, y los riesgos tanto regulatorios como políticos existentes. Por su parte, en Colombia Enersis mantiene operaciones en el negocio de generación a través de su filial Emgesa, que posee una capacidad instalada de 2.914 MW, correspondiendo a un 22% de la capacidad total del país. La matriz de generación se caracteriza por ser mayormente hidroeléctrica, alcanzando un 83% del total y el 17% restante a centrales termoeléctricas. **Asimismo, la incorporación de la central hidroeléctrica en construcción Quimbo –que estimamos se materializará durante el 2014– permitirá aumentar en 400MW la capacidad instalada en generación eficiente.**

Por su parte, el negocio de distribución es desarrollado a través de Codensa, que durante el 2010 tenía una base de 2,5 millones de clientes, alcanzando ventas de energía por 12.515 GWh.

En Perú, Enersis opera en el negocio de generación mediante Edegel, filial que posee una capacidad instalada de 1.668 MW, lo que representa un 26% de la capacidad instalada del país. Por su parte, Edelnor –filial de distribución en Perú– posee una base de 1,1 millones de clientes, alcanzando ventas por 6.126 GWh.

Finalmente, Enersis mantiene operaciones en Brasil tanto en generación como en distribución. Respecto al primero, la compañía cuenta con dos centrales: Cachoeira Dourada (hidroeléctrica) y Fortaleza (gas natural y diesel), sumando una potencia total de 987 MW. En tanto, Ampla y Coelce corresponden a las filiales del negocio de distribución de Enersis en Brasil, y entregan servicios a un total de 5,7 millones de clientes en Rio de Janeiro y Estado de Ceará, respectivamente. Cabe destacar que la participación de Enersis dentro del total del sistema eléctrico en Brasil es muy acotada en comparación a otros países de Latinoamérica, alcanzando tan solo un 5% de la distribución y un 1% de la generación, viéndose caracterizada por un positivo potencial crecimiento.

En términos de propiedad, Enersis es controlada por el holding Endesa Latinoamérica que posee un 60,62% de la compañía (Figura 33). Dicho holding es controlado a su vez por Endesa España que actualmente pertenece al grupo Enel. Dentro de los otros agentes que poseen una participación relevante en la compañía, según registros a diciembre de 2010, destacamos: AFPs (14%) y ADRs (13%). La acción se transa en la Bolsa de Comercio de Santiago y como ADR en Nueva York, bajo el ticker ENI.

Economista Jefe BCI

Jorge Selaive
jselaiv@bci.cl
(56 2) 692 8915

Subgerente Renta Variable

Pamela Auszenker
pauszen@bci.cl
(56 2) 692 8928

Subgerente Economía y Renta Fija

Luis Felipe Alarcón
lalarcg@bci.cl
(56 2) 383 5766

Analistas Senior

Rodrigo Mujica
Recursos Naturales
rmujica@bci.cl
(56 2) 692 8922

Analistas

Christopher Baillarie
Bebidas, Telecom y Transporte
cbaila@bci.cl
(56 2) 692 8968

María Jesús Bofill

Retail
mbofill@bci.cl
(56 2) 383 9752

Verónica Pérez

Retail
vperlav@bci.cl
(56 2) 692 7688

Marcelo Catalán

Eléctrico
mcatalg@bci.cl
(56 2) 383 5431

Rubén Catalán

Financiero, Economía
rhcatal@bci.cl
(56 2) 383 9010

Oswaldo Cruz

Economía
ocruz@bci.cl
(56 2) 383 9671

Recomendación	Definición
Sobreponderar	La rentabilidad esperada en los próximos 12 meses para el instrumento financiero es superior en 5% o más respecto de nuestro retorno proyectado para el índice selectivo (IPSA).
Neutral	La rentabilidad esperada en los próximos 12 meses para el instrumento financiero se encuentra entre +/-5% respecto de nuestro retorno proyectado para el índice selectivo (IPSA).
Subponderar	La rentabilidad esperada en los próximos 12 meses para el instrumento financiero es inferior en 5% o más respecto de nuestro retorno proyectado para el índice selectivo (IPSA).
S.R.	Sin Recomendación.
E.R.	Precio en Revisión.

Este informe ha sido preparado con el objeto de brindar información a los clientes de Bci Banco de Inversión y Finanzas. No es una solicitud ni una oferta para comprar y vender ninguno de los instrumentos financieros que en él se mencionan. Esta información y aquella en la que está basado, ha sido obtenida en base a información pública de fuentes que estimamos confiables. Sin embargo, esto no garantiza que ella sea exacta ni completa. Las recomendaciones y estimaciones que emite este Departamento de Estudios respecto de los instrumentos financieros que analizan responden exclusivamente al estudio de los fundamentos y el entorno de mercado en que se desenvuelven las compañías que se transan en bolsa y apoyado en las mejores herramientas disponibles. No obstante, esto no garantiza que ellas se cumplan. Todas las opiniones y proyecciones emitidas en este informe pueden ser modificadas sin previo aviso. Bci Banco de Inversión y Finanzas y/o cualquier sociedad o persona relacionada con éste, puede en cualquier momento tener una posición en cualquiera de los instrumentos financieros mencionados en este informe y puede comprar o vender esos mismos instrumentos. El resultado de cualquier operación financiera, realizada con apoyo de la información que aquí se presenta, es de exclusiva responsabilidad de la persona que la realiza.