

Sociedad Austral de Electricidad S.A.



Reseña Anual de Clasificación Mayo 2010

La opinión de ICR Chile Clasificadora de Riesgo, no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento.

El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información pública remitida a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las bolsas de valores y en aquella que voluntariamente aportó el emisor, no siendo responsabilidad de la clasificadora la verificación de la autenticidad de la misma.

Clasificación

Instrumentos	<u>Clasificación</u>
Líneas de Bonos N°s 301, 397 y 398	AA, Tendencia "Estable"

Analista responsable: Fernando Villa P.

Estados Financieros: 31 de diciembre de 2009

Resumen de Clasificación

ICR Clasificadora de Riesgo ratifica en Categoría AA, con Tendencia "Estable" las Líneas de Bonos N° 397, 398 y 301 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa).

Esta clasificación se fundamenta en la pertenencia de la compañía a una industria de bajo riesgo operacional, con características de monopolio natural, donde el comportamiento de sus principales variables es estable y predecible. Las zonas de concesión asignadas a la compañía se encuentran definidas por ley, lo que inhibe la existencia de competencia relevante en las actividades de distribución eléctrica.

Por otro lado, Saesa presenta una situación financiera sólida y estable, con una fuerte capacidad operacional para generar flujos de caja e indicadores financieros favorables, en términos de endeudamiento y cobertura. Esta solidez financiera se ha visto reflejada en el constante cumplimiento de los covenants que ofrecen protección a los tenedores de bonos de la empresa, presentando además suficientes niveles de holguras.

A su vez, la empresa presenta aislamiento de su matriz, es decir, debido a las restricciones establecidas en los contratos de bonos, Saesa no se ve afectado por problemas crediticios que pueda tener su controlador.

Además, la compañía cuenta con una administración de vasta experiencia en la industria eléctrica. Esto ha permitido a la empresa operar con un alto grado de estabilidad, junto con adoptar políticas consistentes en el tiempo, como la mejora de los estándares de calidad de servicio y una cultura de transparencia dentro de la compañía.

Definición de Categorías

CATEGORÍA AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Fortalezas y Debilidades o Riesgos de la Compañía

Fortalezas

- Bajo riesgo operacional en la industria: Debido a su condición de monopolio natural en el segmento de distribución y a que gran parte de sus principales variables se encuentran acotadas o son altamente predecibles, como el nivel de demanda, la oferta requerida, el margen de contribución y la lealtad de los clientes.
- Las empresas cuentan con zonas de concesión definidas por ley. Por ello, las empresas de distribución de Saesa no tienen competencia relevante para clientes regulados en las localidades que abastecen. Saesa opera en la zona sur del país, entre las regiones VIII y XI, área que se ha caracterizado por un fuerte desarrollo industrial, especialmente en los sectores forestal y salmonero.
- Sólida y ordenada situación financiera, con una fuerte y estable capacidad operacional para generar flujos de caja, con favorables indicadores de coberturas de intereses y de endeudamiento.
- Holgura en el cumplimiento de los covenants que protegen los intereses de los tenedores de bonos.
- Fuentes de pago adicional hasta el año 2012 para la amortización de los Bonos serie E de Saesa.
- Consistencia en el Management: La administración del Grupo Saesa se ha mantenido estable, asimismo la estructura operacional descentralizada y la gestión centralizada del Grupo, le ha permitido maximizar sinergias y economías de escala.
- Mejora significativa en los estándares de calidad de servicio de las empresas del Grupo Saesa.
- Aislamiento respecto de su matriz. Debido a las limitaciones establecidas en los contratos de bonos de Saesa, el cumplimiento de éstos no se verá afectado por eventuales problemas crediticios que pueda tener su controlador.

Debilidades o Riesgos

- Procesos de fijación tarifaria de distribución y de servicios asociados a la distribución. Un potencial cambio en las tarifas ligadas a los servicios podría afectar los flujos de la compañía, perjudicando la rentabilidad y otros indicadores financieros.
- Eventuales modificaciones al marco regulatorio existente.

Hechos Relevantes de la sociedad.

- Con fecha 26 de marzo de 2010, en Junta Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la fusión por incorporación de Saesa en Inversiones Los Lagos II S.A., sociedad anónima cerrada. Como consecuencia de ello, Inversiones Los Lagos II S.A., adquirirá todos los activos y pasivos de Saesa, según estados financieros al 31 de

diciembre de 2009, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Se incorporará a Inversiones Los Lagos II S.A., la totalidad del patrimonio y los accionistas de Saesa, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación.

Considerando antecedentes recién descritos, respecto a la fusión por incorporación de Saesa en Inversiones Los Lagos II S.A., ICR Clasificadora de Riesgo estima que este proceso no constituye un factor determinante en la clasificación de riesgo de la compañía.

Antecedentes y Actividades de la Compañía

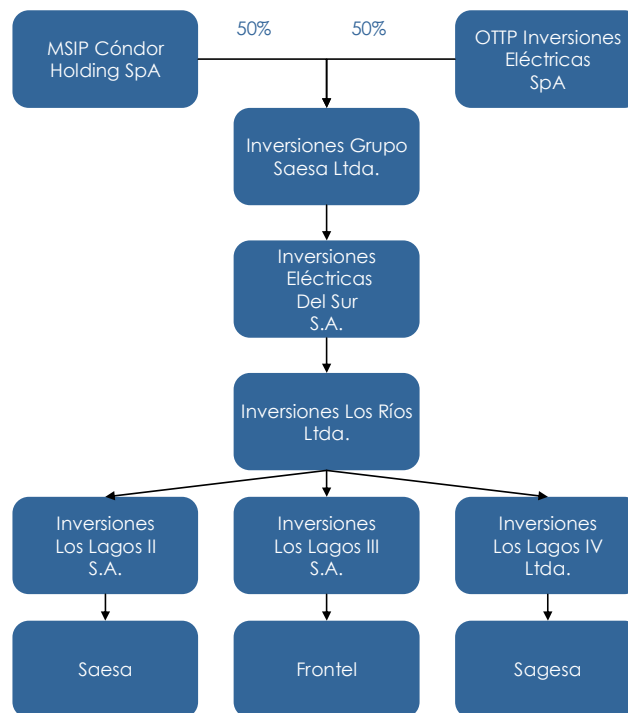
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) es la principal filial del Grupo Saesa. La principal actividad de la compañía es la distribución eléctrica en la zona sur de Chile. En conjunto con sus filiales, Edelaysen y Luz Osorno, Saesa atiende a un total de 388 mil clientes (3,5% más que en 2008), abasteciendo un área comprendida entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos.

A través de su filial STS, la empresa también participa en los segmentos de transmisión y subtransmisión de electricidad.

Junto con ello, Saesa participa en actividades de comercialización de energía, mediante su filial SGA.

Saesa es de propiedad de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., vehículo de inversión a través del cual el Grupo Saesa controla, además, las sociedades Frontel y Sagesa, también ligadas a la industria eléctrica en Chile.

Diagrama de Propiedad (al 31 de diciembre de 2009):



La sociedad se constituyó en 1926 como una pequeña empresa privada que suministraba energía eléctrica a las localidades de Lebu, Arauco y Carampangue en la provincia de Arauco, VIII Región. En 1929, la compañía extendió sus servicios a las ciudades de Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.

El año 1981, mediante un proceso de licitación pública, Copec se convirtió en el accionista mayoritario de Saesa, adjudicándose el 87,5% del capital accionario de la sociedad. Posteriormente, en 1995, Copec aumentaría su participación a 93,88%. También, en 1981, Copec adquirió la participación accionaria de Endesa y Frontel, y luego, en 1982, Saesa compró a Copec el 70% de Frontel. Ese mismo año, la sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), nació como una sociedad filial de Endesa.

En 1983, Edelaysen se transforma en una sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.

Con una posición consolidada en la distribución de energía eléctrica, Saesa incursiona en el año 1990 en el negocio de transmisión. En 1994, la empresa se asoció con Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelec), para crear la sociedad Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente. Con ello, Saesa continuaría afianzando sus actividades de transmisión.

Posteriormente, el año 1996, Saesa adquirió el 39,9% de las acciones de STS, en manos de Transelec, alcanzando una participación de 99,9% en el capital de la sociedad. Durante el mismo año, el consorcio Sodielec, en el cual Saesa tiene una participación del 50%, se adjudicó el 90% de las acciones de la sociedad argentina Empresa de Energía Río Negro S.A. (Edersa), compañía que distribuye, genera y transporta electricidad en la provincia de Río Negro, Argentina, zona adyacente al área de cobertura de Saesa en Chile.

En 1997, Sodielec compró el 10% adicional de Edersa, pasando a ser su único accionista. En 1998, Saesa se adjudicó el 90,11% de las acciones de Edelaysen, en el proceso de licitación pública iniciado por CORFO.

El año 1999, Saesa adquirió el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (Luz Osorno), que concentraba todos los activos de distribución de la Cooperativa Eléctrica de Osorno, lo que permitió a Saesa expandir sus actividades en la X Región. Ese mismo año, STS compró instalaciones de transmisión de Saesa y Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., aumentando significativamente su presencia en la provincia de Osorno y en la X Región hacia Chiloé.

En el año 2000, Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV. Durante el mismo año, Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que habían quedado en poder de CORFO, aumentando su participación a 91,67% en la propiedad accionaria de dicha compañía.

En agosto de 2001, *Public Service Enterprise Group* (PSEG), a través de Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquirió el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran hasta entonces de propiedad de Copec, y en los meses siguientes a la adquisición, se realizaron una serie de reestructuraciones societarias que culminaron en la estructura actual del Grupo Saesa.

El día 16 de enero de 2002, Inversiones PSEG Chile I Ltda. se dividió en Inversiones PSEG

Chile I Ltda. e Inversiones PSEG Chile II Ltda. En virtud de dicha división, se le asignaron a Inversiones PSEG Chile II Ltda. las acciones de Saesa II, quedando, en consecuencia, Inversiones PSEC Chile I Ltda. con el 99,83% en Saesa, e inversiones PSEG Chile II Ltda. con el 82,93% de Frontel en forma indirecta.

Durante el mismo mes, se acordó dividir PSEG Chile Holding S.A. en dos sociedades, PSEG Chile Holding I S.A. (Holding I), continuadora legal de la sociedad dividida, y PSEG Chile Holding II S.A. (Holding II), sociedad a la cual fueron transferidos los derechos sociales que la sociedad dividida tenía en la sociedad de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando así a ser matriz indirecta de Saesa y Frontel.

Con fecha 30 de enero de 2002, se acordó, por un lado, la fusión por incorporación de Saesa e Inversiones PSEG Chile I Ltda. en Holding I, la que pasaría a denominarse "Sociedad Austral de Electricidad S.A." (actual Saesa) y, por otro lado, la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e inversiones PSEG Chile II Ltda., en Holding II, la que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (actual Frontel); ambas fusiones se concretaron el 31 de julio del mismo año.

A partir de la división de STS, en junio de 2003, se creó la filial Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA), destinada a desarrollar el negocio de comercialización de energía eléctrica, que hasta esa fecha realizaba STS.

En marzo del año 2003, Saesa adquirió el 99,9% de las acciones de Sociedad Austral de Electricidad Overseas Ltd. (Saesa Overseas), sociedad constituida en Islas Caymán a la que se aportó la totalidad de las acciones de Edersa, de propiedad de Saesa. Durante el último trimestre de ese año, el Directorio de Saesa Overseas acordó vender la inversión que mantenía en Edersa, en consideración a la situación de incertidumbre económica que vivía Argentina, y, a fines del mismo año, Saesa realizó un cargo a resultados por el total de la inversión en Saesa Overseas, castigando el total de la inversión en Argentina.

Adicionalmente, el año 2005 finalizó con éxito el proceso de financiamiento de largo plazo, con la capitalización de US\$ 141 millones y la emisión de bonos E y F por un total de UF 4.500.000.

Con fecha 22 de septiembre de 2006, se celebró un convenio de compraventa de acciones, mediante el cual se acordó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Saesa Overseas, dueña a su vez del 50% de las acciones de Edersa, que hasta la fecha, estaban en manos del Grupo Saesa. Esta venta se hizo efectiva durante el año 2006.

El 24 de julio de 2008 el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión *Ontario Teachers' Pension Plan* y *Morgan Stanley Investment Fund*, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

En cuanto a las filiales de Saesa y sus principales actividades, se encuentran:

- Saesa Individual: En forma individual, Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, IX Región, y Palena, X Región, atendiendo junto a su filial Luz Osorno, a cerca del 95% de la demanda. Participa además en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con más de 200 kilómetros de líneas de 110 kV y 20 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.

- STS: Sistema de Transmisión del Sur S.A. es la filial de Saesa, a través de la cual se desarrolla el negocio de transmisión. Presta servicios de transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones VIII, IX, X y XIV. Además, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.
- Edelayesen: Empresa Eléctrica de Aisén opera en las actividades de generación, transmisión y distribución en la provincia de Palena, X Región, y en la XI Región, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual - La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera. Además, vende energía a Saesa en la provincia de Palena.
- Luz Osorno: Compañía Eléctrica Osorno S.A. distribuye energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue. Sus principales proveedores de energía son Saesa y SGA.
- SGA: Sociedad Generadora Austral S.A. tiene como objeto el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la adquisición de los mismos. Asimismo, presta servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y demás actividades relacionadas.

Actividades año 2009

Respecto a la mejora del servicio propiamente tal, se realizaron inversiones con el fin de reforzar las líneas de distribución, de tal manera de reducir las pérdidas de energía durante el proceso.

Los principales proyectos de inversión llevados a cabo durante el año, relacionados con el suministro de energía, fueron los siguientes:

- Continuación del proyecto de suministro a la Isla de Chiloé, iniciado durante el año 2007. Este proyecto permitirá satisfacer durante al menos 15 años, los requerimientos de suministro en la localidad.
- Subestación Castro: Este proyecto consistió en la construcción de instalaciones en 110 kv, que permita mejorar el abastecimiento en la ciudad de Castro.
- Subestación El Empalme: Durante el año 2009 se avanzó en la construcción y remodelación de la Subestación El Empalme, con el objeto de adaptarse a los futuros requerimientos industriales de la zona.
- Subestación Calbuco: Este proyecto, iniciado durante el año 2007, entró en servicio en 2009, incrementando la calidad del servicio proporcionado a clientes industriales de la localidad.
- Alimentadores Subterráneos: Se inició la construcción de redes subterráneas en las localidades de Osorno y Puerto Montt.

Las inversiones realizadas por Saesa, durante el período 2009, ascendieron a M\$ 9.760.000.

Durante el año 2009, además, se tomaron las definiciones pertinentes para la aplicación de IFRS, de manera de emitir los estados financieros bajo esta norma, a partir del cierre de marzo de 2010.

Directorio y Administración

Tanto el Directorio como los principales ejecutivos, constituyen elementos comunes a las sociedades Saesa y Frontel. Dichas unidades están conformadas por profesionales de alto nivel en capacidades técnicas y una extensa trayectoria en el mercado eléctrico en Chile.

El Directorio de la compañía se compone de los siguientes integrantes:

Nombre	Cargo
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez	Presidente
Thomas Gray	Vicepresidente
Stacey Purcell	Director
Lawrence Coben	Director
Jorge Lesser García-Huidobro	Director
Adil Rahmathulla	Director
Francisco Mualim Tietz	Gerente General

En cuanto a la conducción de la empresa, los principales ejecutivos son:

Nombre	Cargo
Francisco Mualim Tietz	Gerente General
Francisco Quintana Lavados	Gerente de Operaciones
Francisco Alliende Arriagada	Gerente de Administración y Finanzas
Sebastián Sáez Rees	Gerente Legal
Iván Reyes Trujillo	Gerente Desarrollo de Negocios
Marcelo Bobadilla Morales	Gerente de Generación y Comercialización
María Dolores Labbé D.	Subgerente de Recursos Humanos
Carlos Riquelme Henríquez	Subgerente de Prevención de Riesgos y Capacitación
Jorge Castillo Quiroz	Subgerente de Auditoría

La industria eléctrica

El sector eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas actividades son llevadas a cabo por empresas que se encuentran controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado se limita a ejercer funciones de regulación, fiscalización y planificación de inversiones en generación y transmisión. Esta última no constituye una obligación, sino que una recomendación para las compañías.

La industria eléctrica nacional está conformada por 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto, abastecen una demanda que se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos: SING, SIC, Aysén y Magallanes.

1. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Este sistema abastece a la zona norte del país, desde el norte de Arica hasta la localidad de Coloso por el sur.

- La capacidad instalada es 99% de origen térmico y alcanzaba a 3.572,7MW a diciembre de 2009.
2. El Sistema Interconectado Central (SIC): Abastece la zona central de Chile, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica, y a diciembre de 2009, alcanzaba un total de 11.147,2 MW.
 3. El Sistema Eléctrico de Aysén: Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 51,45 MW a diciembre de 2009, presentando una combinación termo hidráulica balanceada. La generación térmica es en base a petróleo diesel.
 4. El Sistema Eléctrico de Magallanes: Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes, situada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica a gas natural. La potencia total alcanzada a diciembre de 2009, era de 99,2 MW.

A continuación se describen las principales actividades propias de la industria eléctrica:

- **Generación:** Este segmento está compuesto por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.
- **Transmisión:** Corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde las unidades de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile, se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 mil Volts. Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes. Dado las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto, el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas.

En el sistema de transmisión se puede identificar el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquéllos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales). La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica, y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

- **Distribución:** Reconocida su condición de monopolio natural, el negocio de distribución de energía eléctrica se presenta en Chile como una actividad regulada. La normativa vigente le asigna el carácter de actividad de servicio público, estando los operadores obligados a desarrollar las redes de distribución para dar suministro a quien lo solicite en sus respectivas zonas de servicio, establecidas formalmente como zonas de concesión.

En sus zonas de concesión, las empresas distribuidoras atienden a clientes libres y a clientes regulados. La tarifa de distribución de los clientes regulados se construye mediante la adición de los precios a los cuales las distribuidoras compran la energía y potencia al segmento generador, y de una componente de costo de distribución denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), que constituye la remuneración propiamente tal de la actividad. Las empresas distribuidoras no obtienen ningún margen de comercialización por el suministro de sus clientes regulados en tanto trasladan a éstos el precio de compra de la energía y potencia directamente como un *pass-through*. De este modo, su remuneración queda constituida por el VAD asociado a cada kilowatt o kilowatt/hora suministrado.

Marco Regulatorio

Las normas específicas que regulan el sector eléctrico en Chile están contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1 de 1982, y una serie de reglamentos que conforman un conjunto de normas subordinadas a dicho cuerpo legal.

El DFL N°1 de 1982 sólo puede ser modificado en el Congreso Nacional, siendo sus modificaciones más relevantes las aplicadas mediante la Ley N° 19.940 de 2004 (Ley Corta I) que reformó el marco regulatorio de la Transmisión, y la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II), la cual reformó el régimen de comercialización entre generadores y distribuidores para el suministro de los clientes regulados. Los reglamentos, por su parte, son elaborados por los organismos sectoriales del Poder Ejecutivo, y deben someterse a las disposiciones establecidas en la Ley.

Dentro de las instituciones participantes del mercado eléctrico, encontramos:

- Comisión Nacional de Energía (CNE): Es el organismo de mayor nivel en materia de energía dentro de la administración del Estado. Está a cargo de los siguientes aspectos:
 - Proponer al Ejecutivo la política energética y llevarla a cabo.
 - Monitorear el comportamiento del sector y proponer las leyes y reglamentos que sean pertinentes.
 - Aprobar o rechazar los estudios de factibilidad económica de los proyectos propuestos por las empresas estatales (actualmente sólo en el sector petróleo).
 - Determinar los precios de electricidad que están sujetos a regulación.La CNE está constituida por un Consejo Directivo, integrado por 7 ministros (Presidente de la CNE, Minería, Hacienda, Economía, Planificación, Defensa, Secretario General de la Presidencia).
- Ministerio de Economía: En relación al sector eléctrico, el Ministerio de Economía tiene las siguientes funciones:
 - Emitir los decretos y reglamentos de las materias tratadas por la CNE. El Ministerio puede modificar las determinaciones de la Comisión.
 - Otorgar concesiones, de acuerdo a los informes presentados por la CNE y la SEC.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): La SEC controla el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas de calidad de servicio y seguridad. Asimismo, atiende reclamos de usuarios y aplica multas a productores, transportistas y distribuidores.

- Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC): Esta entidad se encarga de operar el sistema y administrar el mercado mayorista en cada sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada. Su Directorio está conformado por representantes de las empresas generadoras, transmisoras y un representante de los grandes clientes industriales. El personal operativo de los CDEC es independiente de las empresas. La Ley de Electricidad y su Reglamento establecen las funciones de los CDEC, y su funcionamiento es supervisado por la CNE a través de informes periódicos.
- Tribunal de la Libre Competencia: Es un organismo autónomo que recibe, estudia y sanciona las denuncias de colusiones, abuso de posición dominante, precios de dumping, publicidad engañosa, y en general, todo tipo de actividades que directa o indirectamente impliquen atentados contra la libre competencia, la libertad de precios y la transparencia de los mercados. El tribunal está integrado por 5 miembros, dos de los cuales son economistas, dos abogados y un ministro de la Corte Suprema, que lo preside.
- Panel de Expertos: Corresponde al mecanismo de resolución de conflictos establecido a través de la Ley Corta I. Lo conforman 2 abogados y 5 ingenieros o economistas con dedicación de tiempo completo, nombrados por 6 años y seleccionados por los miembros del Tribunal de la Libre Competencia. Su actividad consiste en resolver los conflictos que se presenten entre la CNE o el Ministerio de Economía, y los agentes del mercado eléctrico en relación con la aplicación de las normas establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos. Este panel también resuelve las discrepancias entre agentes del mercado eléctrico mayorista (miembros del CDEC).
- Ministerio de Energía: Es un órgano superior recientemente creado que colabora con el Presidente de la República en materias de administración energética. Su objetivo principal es elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el desarrollo y correcto funcionamiento del sector energético, para lo cual, entre otras atribuciones, realiza estudios de demanda y oferta energética en Chile, elabora normas destinadas al cumplimiento de políticas energéticas de carácter general y fija estándares de eficiencia. La administración general de esta entidad está a cargo del Ministro de Energía, mientras que la gestión interna está en manos del Subsecretario de Energía. A su vez, el ministerio opera a través de unidades administrativas especializadas, denominadas Seremis.

En general, la legislación vigente establece como premisa básica, que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y distribución de electricidad, asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de alcanzar un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kw, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural, y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 2.000 kw, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se le denomina cliente regulado, y al segundo, cliente libre. Aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kw e inferior a 2.000 kw pueden elegir a cual régimen adscribirse.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kw en capacidad instalada de generación, la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación – transporte, denominados “Precios de Nudo”, y definidos para todas las subestaciones de generación – transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de energía y precio de potencia de punta.
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las centrales de distribución, un valor agregado por concepto de distribución, las pérdidas medias calculadas para una empresa modelo y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

A su vez, las empresas generadoras pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario (precio spot).

Nota 1. El Precio de Nudo de la Energía corresponde a un promedio actualizado de los costos marginales esperados a cuatro años en cada sistema eléctrico, sustentados en un programa óptimo de inversiones que considera las centrales existentes, las centrales en construcción, y los costos de insumos y de tecnologías de generación que resultan los más convenientes y factibles de utilizar. El Precio de la Potencia de Punta, por su parte, es determinado por la CNE como el costo por kilowatt instalado de la unidad que abastece la demanda de punta en la forma más económica, y es el mismo utilizado para remunerar la capacidad firme de las unidades generadoras.

Nota 2. Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), entidad que a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Análisis Financiero

El hecho de participar en una industria que presenta características monopólicas en gran parte de sus actividades, sumado a la estabilidad de la demanda que esta industria enfrenta, ha derivado en una sólida situación financiera de la compañía a lo largo del tiempo, con un crecimiento paulatino en los ingresos de explotación en los distintos segmentos y mejoras en los indicadores de rentabilidad.

Particularmente, durante el año 2009 se aprecia una situación positiva en términos de márgenes por servicio. Si bien es cierto, los ingresos operacionales experimentaron una leve baja respecto al año 2008, las actividades de generación y distribución enfrentaron

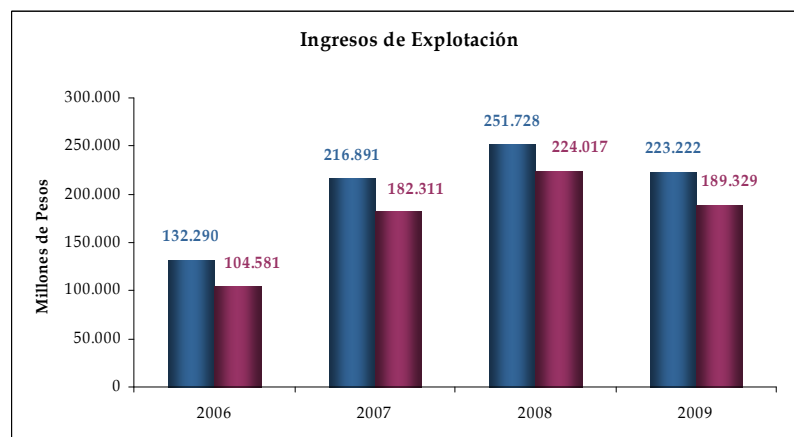
costos aún menores, destacando especialmente la disminución en los costos de generación, producto de la caída en los precios de combustible en cerca de un 43%.

En el negocio de distribución eléctrica, se observa, que si bien es cierto, los ingresos por venta de energía registraron un leve descenso, los costos de energía también cayeron. Por otro lado, durante el año 2009, la compañía gozó de favorables condiciones tarifarias, por efecto del Valor Agregado de Distribución en el precio final de venta. Estas condiciones derivaron en un efecto positivo en los márgenes de distribución.

En el caso de las actividades de transmisión, que enfrentaron menores tarifas, se aprecian inferiores márgenes respecto al año 2008, sin embargo, las auspiciosas condiciones que enfrentaron las actividades de generación y distribución, más que compensaron esta situación.

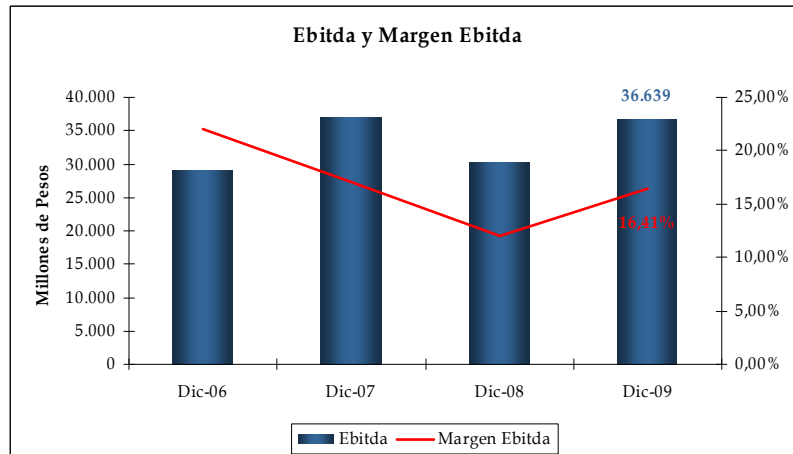
Esto se tradujo en un incremento en el margen de explotación desde 11,01% en diciembre de 2008 a 15,18% en diciembre de 2009.

El siguiente cuadro muestra la evolución de los ingresos y costos de explotación, a precios constantes a diciembre de 2009:



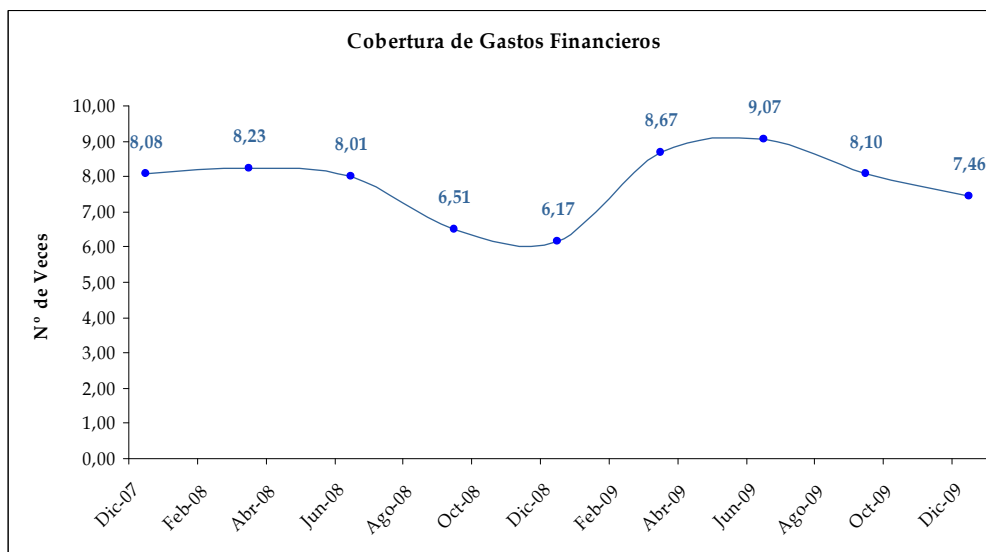
Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

EL mejor desempeño operacional se reflejó en el indicador Ebitda. A diciembre de 2009, éste alcanzó un valor de MM\$ 36.639, lo que representa un incremento del 21,11% respecto al año 2008. El margen Ebitda, por su parte, se incrementó desde un 12,02% hasta un 16,41%, durante el mismo período.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

En línea con el Ebitda, y siguiendo los indicadores relevantes para el análisis, durante el año 2009 se aprecia un aumento en la cobertura de gastos financieros, lo que se debe, en primer lugar, a la disminución del pago de intereses entre los años 2008 y 2009 y a los mejores resultados en términos operacionales, por factores antes mencionados. A diciembre de 2009, el indicador alcanzó un nivel de 7,46 veces, mientras que a diciembre de 2008, ascendía a 6,17 veces.

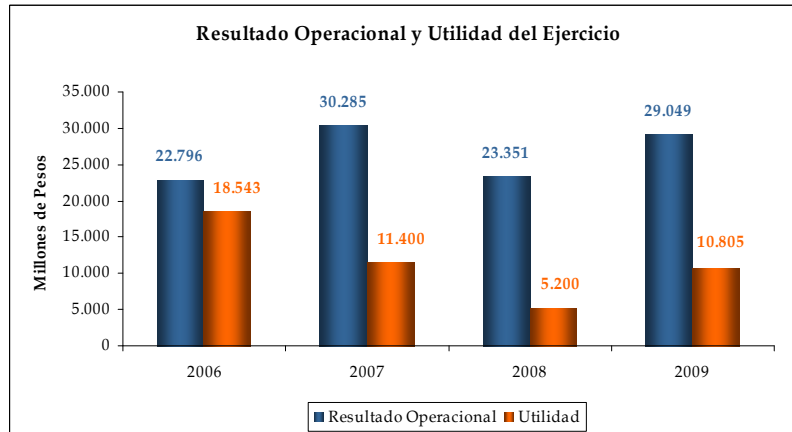


Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Por su parte, se observa una disminución en el indicador de deuda financiera sobre Ebitda. Si bien es cierto, se aprecia un incremento en la deuda financiera, debido a la adquisición de préstamos en UF con el Banco Estado, por MM\$ 20.943, la abundancia de caja durante el período generó un efecto positivo en este indicador, pasando de 2,64 veces al 31 de diciembre de 2008, a 1,93 veces, a diciembre de 2009.

Con respecto al resultado no operacional, durante el año 2009 se registró un impacto positivo por efectos de corrección monetaria, particularmente en relación a la deuda denominada en Unidades de Fomento. También se registró un efecto positivo por diferencias de cambio.

Dado lo anterior, y sumado al incremento en el resultado operacional, la utilidad del ejercicio se más que duplicó entre diciembre de 2008 y diciembre de 2009, pasando de MM\$ 5.204 a MM\$ 10.805.

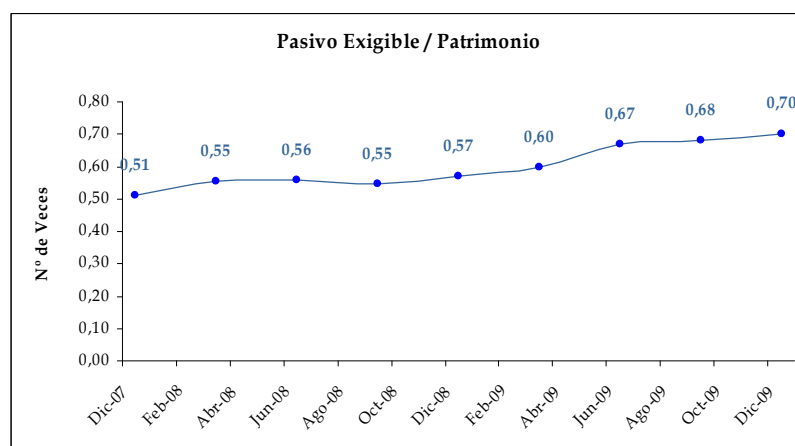


Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

En relación a los indicadores de endeudamiento, si bien es cierto se aprecia una tendencia creciente en la relación entre pasivo exigible y patrimonio, ésta se mantiene en niveles relativamente bajos. Durante el año 2009 aumentaron los pasivos circulantes en un 18,41%, debido principalmente al aumento en cuentas por pagar por efectos de un desfase en la liquidación de montos de compra de energía y peajes y a un aumento en los anticipos por obras de terceros en ejecución.

Por su parte, los pasivos de largo plazo aumentaron principalmente por los préstamos bancarios reajustables en UF, mencionados anteriormente en este apartado.

A raíz de esto, y dado que no se experimentaron variaciones relevantes en el patrimonio, el indicador de endeudamiento aumentó desde 0,56 en diciembre de 2008 a 0,70 en diciembre de 2009.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Características de los Instrumentos

Bonos Serie E, con cargo a Línea 397

Nemotécnico	BSAES-E	Nombre Bono	SERIE E - 1º EMISION
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazo	8 años	Monto Emisión	2.500.000
Fecha Emisión	30-10-2004	Fecha Vencimiento	30-10-2012
Tasa Anual Emisión	3.5%	Pago Cupones	Semestral
Nº Bonos	5000	Valor Nominal Bono	500
Fecha Ini. Dev. Int.	30-10-2004	Fecha Ini. Pago Int.	30-04-2005
Fecha Ini. Pago Cap.	30-04-2006	Nº Inscripción	397
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No contempla		
Tipo de Rescate	El emisor podrá rescatar en forma total o parcial los bonos de la serie a contar del día 30-10-2005.		
Agente Colocador	I.M. TRUST		
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE		

Bonos Serie F, con cargo a la Línea 398

Nemotécnico	BSAES-F	Nombre Bono	SERIE F - 1º EMISION
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazo	25 años	Monto Emisión	3.000.000
Fecha Emisión	30-10-2004	Fecha Vencimiento	30-10-2029
Tasa Anual Emisión	5.25%	Pago Cupones	Semestral
Nº Bonos	6000	Valor Nominal Bono	500
Fecha Ini. Dev. Int.	30-10-2004	Fecha Ini. Pago Int.	30-04-2005
Fecha Ini. Pago Cap.	30-04-2013	Nº Inscripción	398
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No contempla.		
Tipo de Rescate	El emisor podrá rescatar en forma total o parcial los bonos de la serie a contar del día 30-10-2012.		
Agente Colocador	I.M. TRUST		
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE		

Bonos Serie G, con cargo a la Línea 301 (rescate los 15 de octubre de cada año; tasa: TAB UF 360)

Nemotécnico	BSAES-G	Nombre Bono	Serie G N° 301
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazo	11 años	Monto Emisión	1.800.000
Fecha Emisión	04-01-2006	Fecha Vencimiento	15-10-2018
Tasa Anual Emisión	3,11%	Pago Cupones	Anual
N° Bonos	1800	Valor Nominal Bono	1.000
Fecha Ini. Dev. Int.	15-10-2007	Fecha Ini. Pago Int.	15-10-2008
Fecha Ini. Pago Cap.	15-10-2018	N° Inscripción	301
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No Contempla		
Tipo de Rescate	Total o parcial desde el 15-10-2008.		
Agente Colocador	I.M. TRUST		
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE		

Resguardos de los Instrumentos

La sociedad presenta los siguientes compromisos para con los tenedores de bonos:

- Nivel de endeudamiento individual y consolidado no superior a 1,25 veces: Los niveles de endeudamiento se han mantenido históricamente bajo el límite, alcanzando las 0,70 veces a diciembre de 2009.
- Nivel de deuda financiera sobre Ebitda menor o igual a 3,5 veces: El indicador de deuda financiera sobre Ebitda se ha mantenido por debajo del límite exigido, alcanzando las 1,93 veces en diciembre de 2009.
- Restricción a las operaciones con personas relacionadas.
- Restricciones al cambio de control.
- Mantener una capacidad de distribución de al menos 1.000 GWh por año.