



Knowledge & Trust

STRATEGIC ALLIANCE WITH



Insight beyond the rating.

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Contenido:

Resumen de Clasificación	2
Fortalezas y Debilidades de la Compañía	4
Hechos Relevantes	4
Antecedentes de la Compañía	5
Actividades y Negocios de la Compañía	7
La Industria Eléctrica	8
Marco Regulatorio	9
Análisis Financiero	11
Características de los Instrumentos	14

Analista responsable:
Fernando Villa P.
fvilla@icrchile.cl



Reseña Anual de Clasificación Mayo 2011

Clasificación

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación</u>	<u>Tendencia</u>
Línea de Bonos N° 416	AA	Estable
Nueva Línea a 10 Años Plazo, Repertorio N° 2030-2011	AA	Estable
Nueva Línea a 30 Años Plazo, Repertorio N° 2031-2011	AA	Estable
Línea de Efectos de Comercio N° 76	N1+/AA	Estable

Estados Financieros: Diciembre 2010

RESUMEN DE CLASIFICACIÓN

ICR Clasificadora de Riesgo ratifica en Categoría AA, con Tendencia “Estable”, la clasificación asignada a Línea de Bonos N° 416 y a las nuevas Líneas de Bonos a 10 y 30 años plazo, repertorios N°s 2030-2011 y 2031-2011, respectivamente, de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Asimismo, ratifica en Categoría N1+/AA la clasificación correspondiente a la Línea de Efectos de Comercio N° 76 de la compañía.

Esta clasificación se fundamenta en que la compañía lleva a cabo sus actividades en 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, Frontel presenta una situación financiera estable, con una fuerte capacidad operacional para generar flujos de caja, lo que se traduce en 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.

El año 2010 se caracterizó por un descenso en los ingresos operacionales de la compañía, principalmente a raíz de una menor venta de energía, especialmente a clientes industriales. La compañía obtuvo ingresos por M\$ 88.299.816, cayendo un 7,3% (variación real) en relación al año 2009.

Adicionalmente, por efectos del terremoto del 27 de febrero, Frontel incurrió en mayores costos fijos, derivados de mayores desembolsos por reparación de activos dañados. Esto se tradujo en una caída de 50,8% en el Resultado Operacional, que se situó en M\$ 4.876.419, mientras que el Ebitda cayó en un 32,3%, alcanzando M\$ 9.585.763. Con ello, el ratio de Cobertura de Gastos Financieros Netos se redujo de 27,46 a 15,93 veces entre 2009 y 2010, mientras que el indicador de Deuda Financiera Ebitda pasó de 1,24 a 2,85 veces en el mismo período. Pese al debilitamiento de estos indicadores, ambos mantienen holguras suficientes respecto a los límites establecidos como resguardos en los contratos de emisión de bonos de la sociedad.

En relación a la deuda financiera, en 2010 la compañía aumentó el endeudamiento bancario de corto plazo, a través de la suscripción de un crédito de corto plazo en USD equivalente a M\$ 3.323.737. Con esto, la deuda financiera total se incrementó en un 7,1%, totalizando M\$ 33.429.119. El alza en los pasivos financieros de corto plazo se vio compensada por la disminución en cuentas por pagar a empresas relacionadas y proveedores, junto con la caída en el endeudamiento financiero de largo plazo, producto de las amortizaciones de bonos. En tanto, el patrimonio de la compañía experimentó un leve descenso, producto de la disminución en las utilidades acumuladas, totalizando M\$ 118.737.711.

Con lo anterior, el ratio de leverage experimentó un leve incremento, desde 0,53 veces a diciembre de 2009, hasta 0,56 veces a diciembre de 2010.

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.

CATEGORÍA N1

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más 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.

La subcategoría “+” indica una mayor protección dentro de la Categoría N1.

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.

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LA COMPAÑÍA

FORTALEZAS

- Bajo riesgo operacional de la industria: Debido a las características de monopolio natural presentes en el segmento de distribución eléctrica y a que gran parte de las principales variables de la compañía son altamente predecibles y presentan estabilidad en el tiempo.
- Las empresas de distribución eléctrica cuentan con zonas de concesión definidas por ley. Por tal motivo, Frontel no tiene competencia relevante para clientes regulados en las localidades que abastece, dado las características que presentan los costos medios de distribución. La zona donde opera Frontel se caracteriza por un fuerte desarrollo urbano e industrial, con una demanda por electricidad creciente en el tiempo.
- La empresa presenta una sólida y ordenada situación financiera, manteniendo una estable capacidad operacional para generar flujos de caja, presentando favorables indicadores de endeudamiento y cobertura de gastos financieros.
- Frontel ha cumplido a cabalidad con los compromisos establecidos con los tenedores de bonos, manteniendo siempre sus indicadores fuera de los límites definidos en los covenants.
- La estructura operacional del grupo es descentralizada y la gestión es centralizada, lo que ha permitido maximizar sinergias y economías de escala.
- Las empresas del Grupo Saesa implementan constantes mejoras en los estándares de calidad de servicio y en la eficiencia operacional.
- Debido a las limitaciones establecidas en los contratos de bonos de Frontel, no deberían existir problemas en el caso de un deterioro financiero del controlador.

DEBILIDADES O RIESGOS

- Procesos de fijación tarifaria de distribución y de servicios asociados a la distribución, que pudiesen afectar negativamente los flujos de la compañía.
- Eventuales modificaciones al marco regulatorio existente.

HECHOS RELEVANTES

- El día 26 de marzo de 2010, mediante Junta Extraordinaria de Accionistas, se acordó aprobar la fusión por incorporación de Frontel en Inversiones Los Lagos III S.A. Esto, sujeto a i) la inscripción de Inversiones Los Lagos III S.A. en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquél que ésta determine, ii) la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para transferir las concesiones de distribución de electricidad y otras desde Frontel a Inversiones Los Lagos III S.A., la cual, adquirirá todos los activos y pasivos de la compañía, de acuerdo a los balances auditados al 31 de diciembre de 2009. Asimismo, se transferirá a Inversiones Los Lagos III S.A. la totalidad del patrimonio y accionistas de Frontel. La fusión descrita anteriormente no se materializó durante el año 2010, razón por la cual, el día 30 de marzo de 2011, la Junta Extraordinaria aprobó la ratificación de la fusión actualizando los acuerdos de acuerdo a lo siguiente: /i/ Se actualizaron los antecedentes que sirvieron de base para la fusión descrita, y; /ii/ Se eliminó la condición relativa a la autorización de la transferencia de las concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica individualizada en el literal (ii) anterior. Esto último se debió a que el

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL**Fecha informe:
Mayo.2011**

Ministerio de Energía con fecha 23 de febrero de 2011, autorizó la transferencia de las concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica.

ANTECEDENTES DE LA COMPAÑÍA

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. inició sus actividades de distribución eléctrica para Concepción, Ñuble, Arauco, Bio-Bío, Malleco y Cautín, el año 1956, como filial de Endesa, la que posteriormente la transformaría en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación en su propiedad.

El año 1981, Copec adquirió la participación accionaria de Endesa en Frontel, para luego vender el 70% de la compañía a Saesa, en 1982.

En agosto del año 2001, *Public Service Enterprise Group* (PSEG), a través de Inversiones PSEG Chile I Limitada, adquirió el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,1% de las acciones de Frontel, que eran hasta entonces propiedad de Copec, y en los meses siguientes a la adquisición, se efectuó una serie de reestructuraciones societarias que culminaron en la estructura actual del grupo Saesa.

En diciembre del año 2001, Saesa se dividió, naciendo de dicha división una nueva sociedad: Sociedad Austral de Electricidad II S.A. (Saesa II), a la que se le asignaron las acciones de Frontel, en propiedad de Saesa, representativas de un 82,93% del capital accionario de dicha compañía.

El 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 acción, se le asignaron a Inversiones PSEG Chile II Ltda. las acciones de Saesa II, quedando, en consecuencia, Inversiones PSEG Chile I Ltda. con el 99,83% de Saesa, e Inversiones Chile II Ltda. con el 82,93% de Frontel, en forma indirecta.

El 24 de el mismo mes, se acuerda dividir PSEG Chile Holding S.A. en dos sociedades: PSEG Chile Holding II S.A. (Holding I), continuadora legal de la sociedad dividida, y PSEG Chile Holding II S.A. (Holding II), sociedad a la cual se le transfirieron los derechos sociales que la sociedad dividida tenía en la sociedad Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando así a ser matriz indirecta de las sociedades Saesa II y Frontel.

Con fecha 30 de enero del mismo año, 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 denominarse "Empresa Eléctrica de la Frontera S.A." (actual Frontel). Ambas fusiones se concretaron el 31 de julio del año 2002.

Durante 2005 finalizó el proceso de financiamiento a largo plazo, con la capitalización de US\$ 35 millones y la emisión de los bonos serie A por un monto de UF 1.000.000.

Por último, el 24 de julio del año 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, conglomerado al que pertenece Frontel.

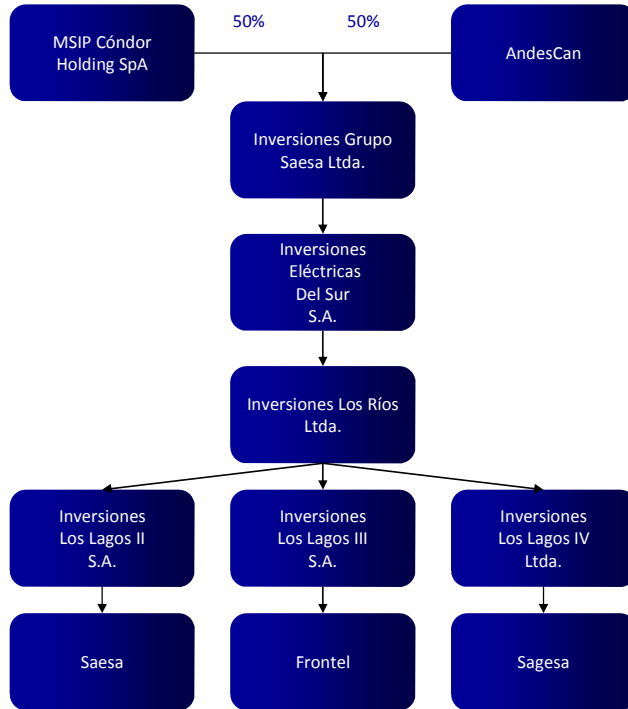
SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., controlada por Inversiones Grupo Saesa Ltda., es el brazo a través del cual *Ontario Teacher's Pension Plan* y *Morgan Stanley Infrastructure*, controlan el grupo Saesa. A continuación se presenta la estructura de propiedad de la Compañía.



Inversiones Los Lagos III S.A. es titular de 7.320.901.930.097 acciones suscritas de la sociedad, representativas del 99% del patrimonio de la compañía.

Accionista	Total Acciones	% de Propiedad
Inversiones Los Lagos III S.A.	7.320.901.930.097	99,00%
Lidia Blanca Villiger Klein	26.916.150.000	0,36%
Inversiones Tierra Nueva S.A.	19.441.680.000	0,26%
Municipalidad de Bulnes	7.809.960.000	0,11%
Municipalidad de Nueva Imperial	3.500.880.000	0,05%
Jorge Villagrán Correa	2.916.150.000	0,04%
Municipalidad de Freire	2.791.860.000	0,04%
Instituto de Normalización Previsional	2.099.340.000	0,03%
Municipalidad de Perquenco	1.086.240.000	0,01%
Banco del Estado de Chile	1.041.060.000	0,01%
Alejandro José Brunner Noerr	671.160.000	0,01%
Carolina Guevara Pérez	669.480.000	0,01%
Otros accionistas menores	4.736.989.903	0,06%
Total	7.394.582.880.000	100,00%

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

Con respecto al Directorio, éste constituye una unidad común para Frontel y Saesa, y está compuesto por los siguientes integrantes:

Nombre	Cargo
Ivan Díaz Molina	Presidente
Jorge Lesser García-Huidobro	Vicepresidente
Olivia Steedman	Director
Kevin Kerr	Director
Stacey Purcell	Director
John Watt	Director
Thomas Gray	Director
Adil Rahmathulla	Director

A su vez, la administración también es compartida por ambas compañías, y la integran los siguientes profesionales:

Nombre	Cargo
Francisco Mualim Tietz	Gerente General
Francisco Alliende Arriagada	Subgerente General
Ramón Díaz Cortez	Gerente Ingeniería y Proyectos
Rodrigo Miranda Díaz	Gerente de Operaciones
Marcelo Bobadilla Morales	Gerente Generación y Comercialización
Carlos Riquelme Henríquez	Subgerente Prevención de Riesgos y Capacitación
Jorge Castillo Quiroz	Subgerente Auditoría
María Dolores Labbé Daniel	Subgerente de Personas
Iván Reyes Trujillo	Gerente Comercial
Sebastián Sáez Rees	Gerente Legal

Tanto el Directorio como la administración de Frontel, están compuestos de profesionales altamente capacitados para el ejercicio de sus labores, y que cuentan con una vasta trayectoria en la industria eléctrica; lo que constituye un factor positivo para la toma de decisiones estratégicas que tienen relación con los procesos y operaciones de la compañía.

ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA COMPAÑÍA

La principal actividad de Frontel es la distribución eléctrica en la zona sur del país, en una zona comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío y Cautín, Región de La Araucanía. Frontel proporciona suministro eléctrico principalmente a localidades rurales dentro de estas regiones, abasteciendo alrededor del 20% de la demanda. Durante el año 2010, la compañía proporcionó sus servicios a cerca de 301 mil clientes.

Por otro lado, participa además, en menor grado, en los segmentos de transmisión y subtransmisión eléctrica, donde cuenta con 45 km de líneas y 110 kv y 85 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS.

Además, Frontel participa en el negocio de generación, para un sistema aislado.

A partir del 1 de enero del año 2010, Frontel cuenta con contratos de suministro para satisfacer a sus clientes. Dichos contratos fueron adjudicados por Endesa y Colbún. En la medida que estos contratos no entren a satisfacer las necesidades para clientes regulados, la Resolución Ministerial Nº 88 del Ministerio de Economía, permite a las

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

empresas de distribución efectuar la compra de energía y potencia a precios nudo vigentes, garantizando el suministro para sus clientes regulados.

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,

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

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

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

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

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

**Fecha informe:
Mayo.2011**

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:

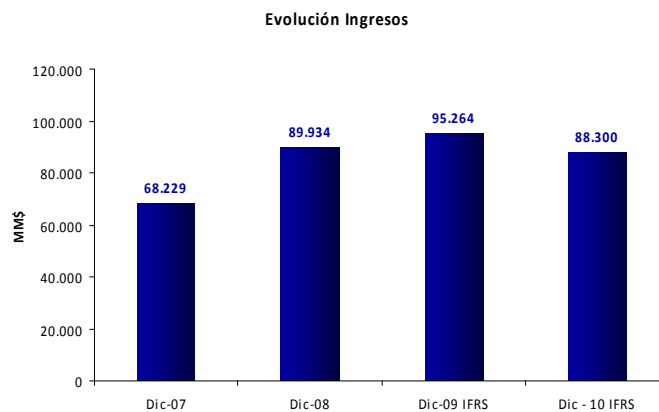
- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario (precio spot).

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 año 2010 se caracterizó por un descenso en los ingresos operacionales de la compañía a raíz de una menor venta de energía, especialmente a clientes industriales. Además, en diciembre de 2009 entró en vigencia el DS N° 197 que efectuó una rebaja en las tarifas de otros servicios regulados (anexos a distribución de energía). Lo anterior implicó una variación real de -7,3% en los ingresos totales de la compañía, que alcanzaron un valor de M\$ 88.299.816.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS. Cifras en MM\$ del 31 de diciembre de 2010.

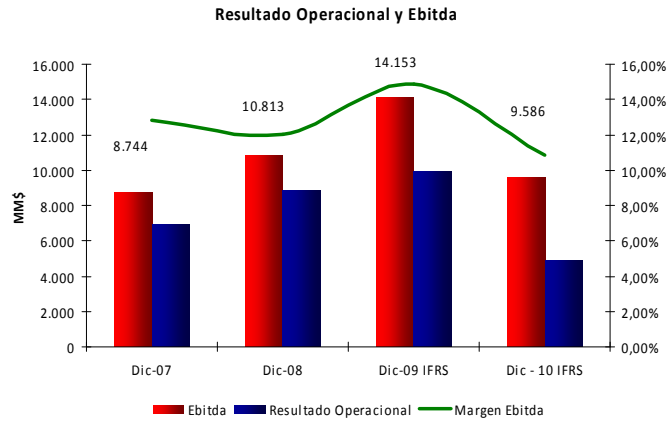
Esta disminución en las ventas significó una caída en los costos de explotación, debido a la menor comercialización de energía. No obstante, el terremoto del 27 de febrero de 2010 implicó un incremento en los costos fijos, debido a que se incurrió en gastos adicionales por reparación de activos fijos dañados. Esto, sumado al incremento en los gastos por depreciación, se tradujo en una caída de un 50,8% en el Resultado Operacional, que se situó en M\$ 4.876.419,

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

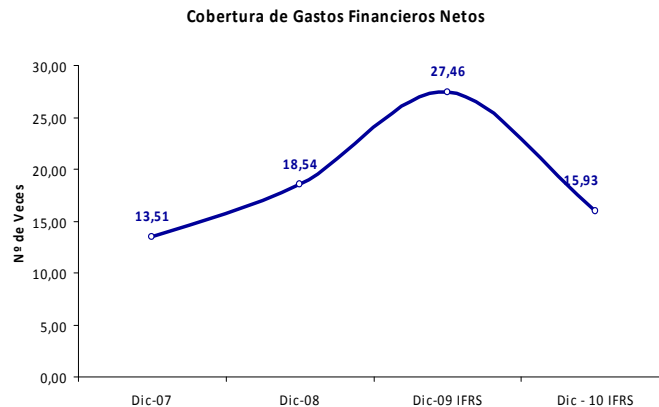
Fecha informe:
Mayo.2011

mientras que el Ebitda cayó en un 32,3%, alcanzando M\$ 9.585.763.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS. Cifras en MM\$ del 31 de diciembre de 2010.

El menor desempeño operacional de la compañía se vio reflejado en un descenso en la cobertura de intereses. En efecto, el ratio de Ebitda sobre Gastos Financieros Netos se redujo desde 27,46 veces a diciembre de 2009, hasta 15,93 veces a diciembre de 2010. Durante el período se registró un descenso de los gastos por intereses provenientes de la emisión de bonos, lo que amortiguó parcialmente la caída en el indicador.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

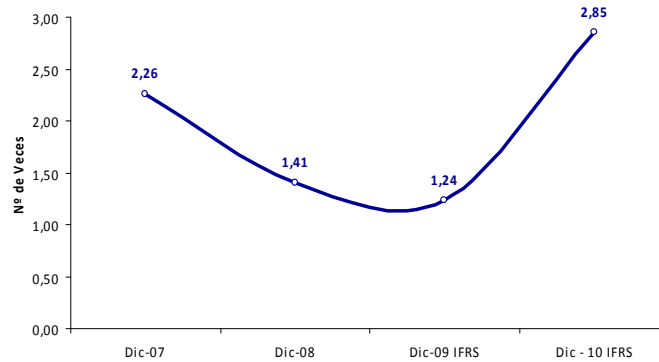
En relación a la deuda financiera, en 2010 la compañía aumentó el endeudamiento bancario de corto plazo, a través de la suscripción de un crédito de corto plazo en USD equivalente a M\$ 3.323.737. Con esto, la deuda financiera total se incrementó en un 7,1%, totalizando M\$ 33.429.119, lo que fue parcialmente compensado por las amortizaciones del bono serie A. A raíz de lo anterior, el ratio de Deuda Financiera Neta / Ebitda se incrementó desde 1,24 veces a diciembre de 2009 hasta 2,85 veces a diciembre de 2010. Cabe señalar que el alza en este indicador se explica además por la menor cantidad de recursos disponibles en caja, debido a desembolsos destinados al pago de dividendos.

SECTOR ELÉCTRICO

FRONTEL

**Fecha informe:
Mayo.2011**

Deuda Financiera Neta / Ebitda



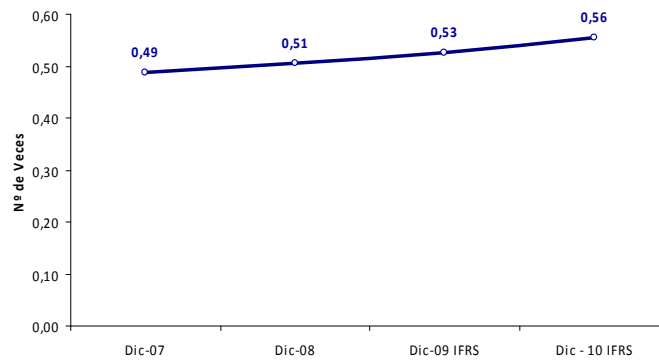
Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

En relación al endeudamiento total, en términos generales, el volumen de pasivos de la compañía se mantuvo en niveles similares al año 2009: el alza en los pasivos financieros de corto plazo se vio compensada por la disminución en cuentas por pagar a empresas relacionadas y proveedores, junto con la caída en el endeudamiento financiero de largo plazo, producto de las amortizaciones de bonos.

En tanto, el patrimonio de la compañía experimentó un leve descenso, debido a la disminución en las utilidades acumuladas, totalizando M\$ 118.737.711.

Con lo anterior, el ratio de leverage experimentó un leve incremento, desde 0,53 veces a diciembre de 2009, hasta 0,56 veces a diciembre de 2010.

Endeudamiento



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

FRONTEL
**Fecha informe:
Mayo.2011**

CARACTERÍSTICAS DE LOS INSTRUMENTOS

Bonos

La serie A, con cargo a la línea de bonos N° 416, cuenta con las siguientes características:

	Serie A
N° Inscripción	416
Nemotécnico	BFRON-A
Plazo	21 Años
Fecha Emisión	20-02-2005
Tasa Anual Emisión	3,00%
N° Bonos	2.000
Moneda	UF
Monto Emisión	1.000.000
Fecha Vencimiento	20-02-2026
Pago Cupones	Semestral

Asimismo, las nuevas emisiones a 10 y 30 años de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. se encuentran contempladas en escrituras públicas de fecha 11 de febrero de 2011, repertorios N°s 2030-2011 y 2031-2011, respectivamente, y cuentan con las siguientes características:

- Monto Máximo de la Emisión: UF 3.000.000.
- Reajustabilidad: Según variación de la UF.
- Moneda de pago: Pesos.
- Finalidad de la emisión: Financiamiento de inversiones, refinanciamiento de pasivos u otros fines generales.

Las características específicas de las emisiones, tales como períodos de amortización y tasa de interés, se definirán en las respectivas escrituras complementarias.

Efectos de Comercio

Frontel cuenta con una emisión de efectos de comercio correspondiente a la línea N° 076, emitida el 31 de diciembre de 2009, con un monto máximo de emisión de UF 300. Dicho instrumento no se encuentra colocado.

SECTOR ELÉCTRICO

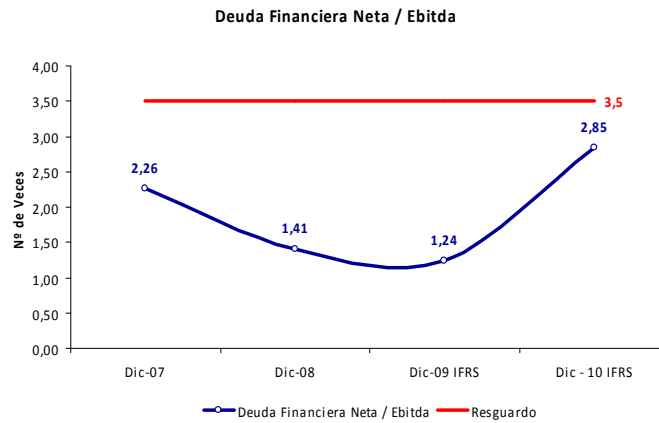
FRONTEL

Fecha informe:
Mayo.2011

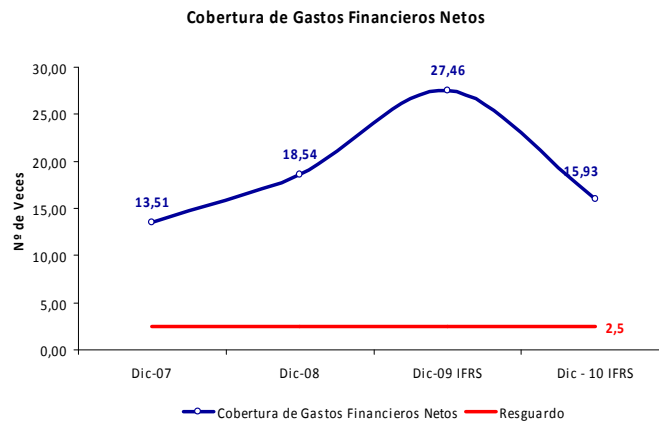
ANÁLISIS DE RESGUARDOS

Con el objeto de proteger los intereses de los tenedores de bonos de la compañía, los contratos de emisión de dichos instrumentos contemplan los siguientes resguardos asociados a ratios financieros:

Razón Deuda Financiera Neta / Ebitda: Menor o igual a 3,5 veces.



Cobertura de Gastos Financieros Netos: Mayor a 2,5 veces.



Del análisis gráfico se desprende que la compañía ha cumplido a cabalidad con estas restricciones, en todo momento.

FRONTEL
Fecha informe:
Mayo.2011

Resumen Financiero Frontel (en Miles de Pesos de Diciembre 2010)		
	Dic-09	Dic-10
Activos Corrientes	39.364.779	33.238.480
Activos No Corrientes	150.437.806	151.424.063
Pasivos Corrientes	25.779.437	26.920.138
Pasivos No Corrientes	39.580.850	39.004.694
Pasivos Totales	65.360.287	65.924.832
Deuda Financiera Corriente	1.473.117	4.932.463
Deuda Financiera No Corriente	29.717.008	28.496.656
Deuda Financiera Total	31.190.125	33.429.119
Patrimonio	124.442.298	118.737.711
Ingresos de Explotación	95.264.047	88.299.816
Costos de Explotación	65.062.925	58.682.726
Resultado Operacional	9.907.071	4.876.419
Ingresos Financieros	349.881	178.439
Gastos Financieros	804.302	665.618
Utilidad del Ejercicio	7.909.993	3.365.825
Razón Circulante (Nº de Veces)	1,53	1,23
Razón Ácida (Nº de Veces)	1,40	1,14
Capital de Trabajo	13.585.342	6.318.342
Endeudamiento Corto Plazo (Nº de Veces)	0,21	0,23
Endeudamiento Largo Plazo (Nº de Veces)	0,32	0,33
Endeudamiento Total (Nº de Veces)	0,53	0,56
Ebitda	14.153.478	9.585.763
Margen Ebitda	14,86%	10,86%
Cobertura de Gastos Financieros Netos (Nº de Veces)	27,46	15,93
Deuda Financiera Neta / Ebitda (Nº de Veces)	1,24	2,85
Rentabilidad Patrimonio	6,36%	2,80%
Rentabilidad Activos	4,17%	1,82%