



Clasificadora de Riesgo

STRATEGIC ALLIANCE WITH



Insight beyond the rating.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel)



Informe de Clasificación Mayo de 2009

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

Instrumento	Clasificación	Tendencia
Línea de Bonos N° 416, Serie A	AA	Positiva

Analista responsable: Leonardo Sánchez

Estados Financieros: 31 de diciembre de 2008

Resumen de Clasificación

ICR Clasificadora de Riesgo Ltda., clasifica en Categoría AA, con Tendencia "Positiva" la Series A con cargo a la Línea de Bonos N° 416, de la Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

La clasificación se sustenta sobre la base de que la empresa se encuentra inserta en una industria de bajo riesgo operacional, debido a su condición de monopolio natural y a que gran parte de sus principales variables se encuentran acotadas o son altamente predecibles. Además la compañía opera en zonas de concesión definidas por ley, por lo tanto Frontel no presentan competencia relevante en las zonas de su concesión.

Además, Frontel, aún más que Saesa, presenta una 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 deudas. Hecho que se ha visto reflejado sobremanera en los covenants que resguardan a los tenedores de Bonos de la sociedad, los cuáles presentan bastante holgura respecto de sus máximos permitidos.

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

Por otra parte, la compañía cuenta con un directorio y con altos ejecutivos de vasta experiencia en la industria eléctrica. Este hecho ha permitido que la compañía opere con un alto grado de estabilidad, lo cual asegura la adopción de políticas consistentes en el tiempo, como por ejemplo, la mejorar en los estándares de calidad de servicio.

Definición de Categoría

Categoría AA

Corresponde a las obligaciones de compañías de seguros que presentan una muy alta capacidad de cumplimiento de sus obligaciones en los términos y plazos pactados, cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en la compañía emisora, en la industria a que pertenece o en la economía

Fortalezas y Debilidades

Fortalezas

- Bajo riesgo operacional de la industria: Debido a su condición de monopolio natural 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 lo tanto, Frontel no tienen competencia relevante para clientes regulados en sus zonas de concesión. Frontel, opera en la zona sur del país, zona que se ha caracterizado por un fuerte desarrollo, debido principalmente a la industria forestal y salmonera.
- 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 deudas. Los indicadores financieros de Frontel, destacan por sobre los de Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur Dos Limitada, hermana y Matriz de Frontel, respectivamente.
- Holgura en el cumplimiento de los covenants que resguardan los intereses de los tenedores de bonos.
- Consistencia en el management: La administración del Grupo 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, incluyendo Frontel.
- Aislamiento respecto a su matriz. Debido a las limitaciones establecidas en los contratos de bonos Frontel, al igual que Saesa, no se ve afectado por eventuales problemas crediticios que pueda tener su controlador. Es decir no se vería afectado por el cambio de controlador producto del actual proceso de venta

Riesgos/Debilidades Industria

- Procesos de fijación tarifaria de distribución y de servicios asociados a la distribución.
- Modificaciones al marco regulatorio existente

Antecedentes y Actividades de Negocios

Frontel inicia sus actividades de distribución de energía eléctrica para Concepción, Ñuble, Arauco, Bio-Bio, Malleco y Cautín en 1956 como filial de Endesa, la que luego la transformaría en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación en su propiedad.

En 1981, Copec adquiere la participación accionaria de Endesa en Frontel, y luego, en 1982, Saesa compra a Copec el 70% de Frontel. En agosto de 2001, Public Service Enterprise Group (PSEG), a través de Inversiones PSEG Chile I Limitada, adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran 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.

En diciembre del año 2001 se divide Saesa y nace 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 de propiedad de Saesa, representativas de un 82,93% del capital accionario de dicha sociedad.

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 división 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% en Saesa, e Inversiones PSEG Chile II Ltda. con el 82,93% de Frontel en forma indirecta.

El 24 de ese mismo mes, se acuerda 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 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 de ese 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), fusiones que se concretaron el 31 de julio de 2002.

Durante 2005 culminó 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.

Finalmente, 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.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía. Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

Participa, además en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 45 km de líneas de 110 Kv y 85 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último participa en generación para un sistema aislado. Las ventas físicas crecieron un 11%, que se explica principalmente por el desarrollo de la industria forestal y sectores afines.

Frontel tiene contratos de suministro para satisfacer a sus clientes a partir del 1 de enero de 2010, contratos adjudicados por Endesa y Colbún. Mientras no entren estos contratos a satisfacer las necesidades para clientes regulados, la Resolución Ministerial N° 88 del Ministerio de Economía, permite a las empresa de distribución comprar energía y potencia a precios de nudo vigentes, garantizando el suministro para sus clientes regulados.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2008 ascienden a \$ 5.505 millones.

Estructura de Propiedad y Administración

Tras la adquisición del Grupo Saesa por parte del Consorcio formado por Ontario Teachers Pension Plan (OTPP) y Morgan Stanley Infraestructure, la estructura de propiedad de la Sociedad quedó conformada de la siguiente manera. Frontel, es controlada por Inversiones Los Lagos Ltda., la cual a su vez es filial de Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Nombre	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	% de propiedad
INVERSIONES LOS LAGOS LIMITADA	7.320.901.930.097	7.320.901.930.097	99,00%
VILLIGER KLEIN LIDIA BLANCA	26.916.150.000	26.916.150.000	0,36%
INVERSIONES TIERRA NUEVA S.A.	19.441.680.000	19.441.680.000	0,26%
MUNICIPALIDAD DE BULNES	7.809.960.000	7.809.960.000	0,11%
MUNICIPALIDAD DE NUEVA IMPERIAL	3.500.880.000	3.500.880.000	0,05%
VILLAGRAN CORREA JORGE	2.916.150.000	2.916.150.000	0,04%
MUNICIPALIDAD DE FREIRE	2.791.860.000	2.791.860.000	0,04%
INSTITUTO DE NORMALIZACION PREVISIONAL	2.099.340.000	2.099.340.000	0,03%
MUNICIPALIDAD DE PERQUENCO	1.086.240.000	1.086.240.000	0,01%
BANCO DEL ESTADO DE CHILE	1.041.060.000	1.041.060.000	0,01%
BRUNER NOERR ALEJANDRO JOSE	671.160.000	671.160.000	0,01%
GUEVARA PEREZ CAROLINA	669.480.000	669.480.000	0,01%
TOTAL	7.389.845.890.097	7.389.845.890.097	99,93%

En términos de Directorio, este es común para Frontel y Saesa, y se encuentra compuesto de la siguiente manera:

Nombre	Cargo
WATT JOHN	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
KERR KEVIN DAVID	VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO
PURCELL STACEY LEANNE	DIRECTOR
ERRAZURIZ DOMINGUEZ PEDRO PABLO	DIRECTOR
COBEN LAWRENCE S.	DIRECTOR
LESSER GARCIA-HUIDOBRO JORGE	DIRECTOR
RAHMATHULLA ADIL	DIRECTOR

En tanto, la administración, que también es común para las sociedades Frontel y Saesa, se encuentra compuesta por:

Nombre	Cargo
Francisco Mualim Tietz	Gerente General
Francisco Quintana Lavados	Gerente de Operaciones
Francisco Alliende Arriagada	Gerente de Adm. y Finanzas
Sebastián Sáez Rees	Gerente Legal
María Dolores Labbé Daniel	Subg. de Recursos Humanos
Jorge Castillo Quiroz	Subg. Auditoría Interna

La Industria Eléctrica en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una

recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda que se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos, SING, SIC, Aysén y Magallanes.

1. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): El SING abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. La capacidad instalada es 99% de origen térmico y alcanzaba a 3.595,8 MW a diciembre de 2006.
2. El Sistema Interconectado Central (SIC): El SIC abastece la zona central del país, 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 (57%) y alcanzaba a 8.273,6 MW en diciembre de 2006. Más del 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico.
3. El Sistema Eléctrico de Aysén: Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 33 MW, que presenta 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, localizada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural. La potencia total alcanza a 65 MW.

Una vez presentados los 4 sistemas eléctricos presenten en Chile, se presenta una descripción de los distintos participantes del mercado eléctrico.

- **Generación:** Este segmento está constituido 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 y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.
- **Transmisión:** El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos 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 23.000 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. Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General de Servicio 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 distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos 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, la actividad 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.

Para el abastecimiento de los clientes libres ubicados en sus zonas de concesión, las distribuidoras compiten con las empresas generadoras, en cuyo caso la distribuidora compra la energía y potencia requerida a un precio libremente pactado con un generador. Las distribuidoras no están habilitadas para efectuar compras en el mercado spot. Por su parte, las operaciones de comercialización que efectúen los generadores con un cliente libre ubicado en la zona de concesión de una distribuidora determinada, deben remunerar a ésta por el uso de las redes de distribución respectivas a través del pago de un peaje de distribución regulado que es igual al VAD, y que es trasladado al cliente final como un pass-through.

El VAD se determina cada 4 años a través de un proceso regulado por ley, que se basa en la determinación de los costos medios eficientes - valor de reposición y costos de operación, mantenimiento y atención a cliente - de una empresa distribuidora modelo que atiende una zona de características dadas. El nivel tarifario así obtenido debe someterse a un proceso de verificación y eventual ajuste de modo de otorgar al conjunto de las empresas distribuidoras una rentabilidad en el rango de 6% al 14% calculada sobre el valor de reposición de los activos reales.

Marco Regulatorio

Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982)

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 en 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) que 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.

Algunos organismos participantes en el mercado eléctrico son, entre otros:

- 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: a) Proponer al Ejecutivo la política de energía y llevarla cabo. Monitorear el comportamiento del sector y proponer las leyes y reglamentos que sean pertinentes; b) aprobar o rechazar los estudios la factibilidad económica de los proyectos propuestos por las empresas estatales (actualmente sólo en el sector petróleo); c) 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 lo relativo al sector eléctrico, el Ministerio de Economía tiene las siguientes funciones: a) emitir los decretos y reglamentos de las materias tratadas por la CNE. El Ministerio puede modificar los valores determinados por la CNE; b) 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. Puede asimismo atender reclamos de usuarios y aplicar multas a productores, transportistas y distribuidores.
- Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC): El operador del sistema y administrador del mercado mayorista en cada sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo cuyo Directorio está conformado por representantes de las empresas generadoras, las empresas 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 que deben serle sometidos.
- 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 acción directa o encubierta que implique un atentado a 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. Está formado por 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. El Panel de Expertos también resuelve las discrepancias entre agentes del mercado eléctrico mayorista (miembros del CDEC).

- Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA): La CONAMA es el organismo estatal encargado de definir las políticas públicas relativas a la protección del medioambiente. Cada región del país tiene su propia Comisión Regional del Medioambiente (COREMA), que está encargada de aprobar todo nuevo proyecto en su respectiva región a través del sistema de estudios de impacto ambiental. Todos los proyectos del sector energía, producción, transporte, distribución, consumo industrial o cualquier otro aspecto, deben someterse a la aprobación por parte de la CONAMA y sus oficinas regionales. La CONAMA tiene la autoridad para establecer condiciones para aprobar un proyecto y verificar que todas sus exigencias sean debidamente cumplidas.
- Contraloría General de la República (CGR): Es el órgano del Estado, independiente del Poder Ejecutivo, que efectúa el control de legalidad de las actuaciones de este último. Los actos administrativos correspondientes a fijaciones tarifarias o dictación de reglamentos deben ser sancionados por la CGR antes de su puesta en vigencia.

En general, la legislación vigente establece como premisa básica, que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener 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 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 generadores. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina 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 (libre o regulado).

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 la energía y precio de la 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 instalaciones 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.

Mientras que los generadores 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).

Nota1: 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), quien 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

Comentarios Previos

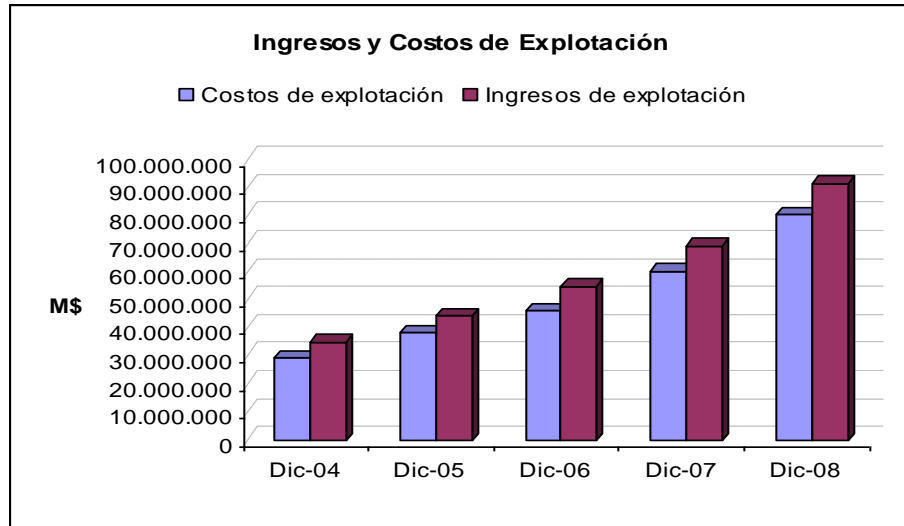
La compra a Copec de Saesa y Filiales (en ese entonces incluida Frontel) durante el año 2001, significó a PSEG (a través de PSEG Chile Holding S.A. y de Inversiones PSEG Chile I) desembolsar en primera instancia US\$ 433 millones. Sin embargo el financiamiento de la operación fue canalizado a través de PSEG Chile Holding S.A., para lo cual se realizó un aporte directo de Capital por US\$ 133 millones y otro aporte indirecto por US\$ 300 millones. Por estos restantes US\$ 300 millones se adquirieron dos deudas, una por US\$ 150 millones, correspondiente a un crédito senior y la otra también por US\$ 150 millones correspondientes a un crédito subordinado. Posteriormente, y como parte de la nueva estructura societaria, (separación de Saesa y Frontel), se dividió esta deuda, quedando Saesa con US\$ 115 millones de crédito senior y US\$ 115 millones de crédito subordinado, y Frontel con US\$ 35 millones de crédito senior y US\$ 35 millones de crédito subordinado.

Respecto al crédito senior, éste fue pagado durante el año 2003, tras un aumento de capital en Saesa por US\$ 71 millones y una colocación de bonos por U.F. 4,9 millones en el mercado local (el resto de los recursos obtenidos con estos fondos fueron destinados a pagar deuda de corto plazo y a refinanciar pasivos en dólares). La deuda subordinada, por su parte, fue capitalizada completamente entre los años 2004 y 2005.

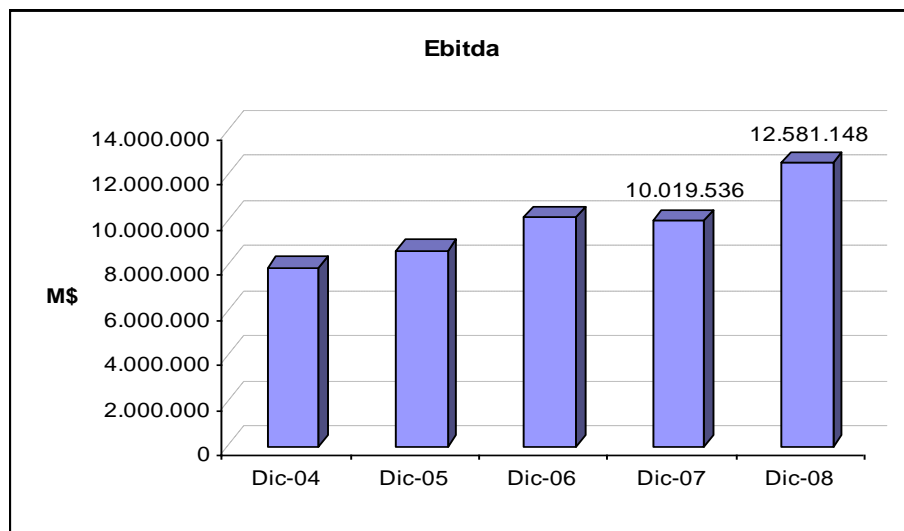
Situación Financiera Frontel

A diferencia del caso de Saesa y sus filiales, que se encuentra presente en mayor proporción en los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, entre otros, las

actividades de Frontel se concentran principalmente en el negocio de la distribución eléctrica (tiene actividad en generación y transmisión, pero en menor medida). Es decir, la generación de ingresos de la compañía proviene de una industria en que se acentúan las características monopólicas y que por tanto aseguran aún más la estabilidad de sus flujos, tal como se aprecia en este caso al observar la evolución tanto de ingresos como de costos.

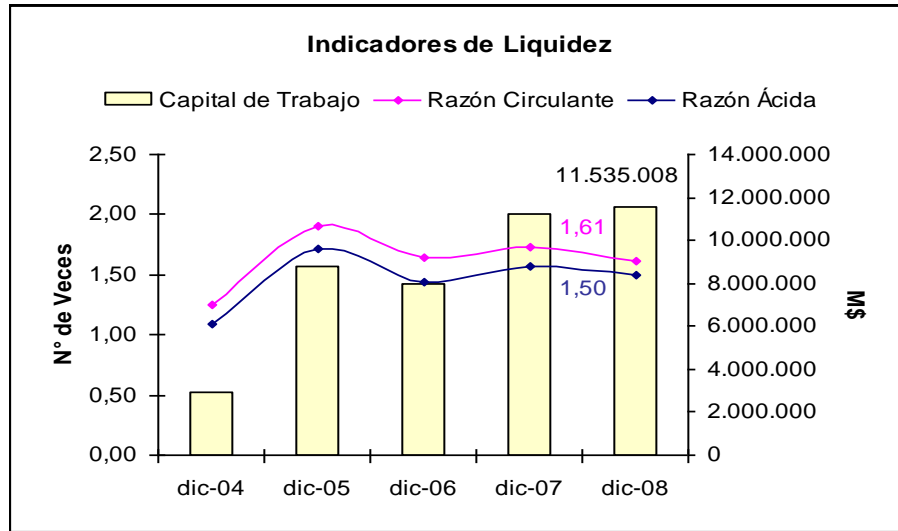


En particular, durante el año 2008, los ingresos presentaron un crecimiento de un 32,3% en relación a igual período del año anterior, lo cual se explica por el aumento en la energía vendida y que se vio compensado con mayores costos operacionales principalmente por gastos asociados a reducción de pérdidas de energía. Tras esto, el Resultado Operacional a diciembre 2008 alcanzó los MM\$ 9.071 (presentó un aumento del 29% respecto de diciembre 2007), y la Utilidad alcanzó los MM\$ 5.674 (aumento un 46,6% versus diciembre 2007). Por su parte, el Ebitda si bien presentó una caída durante el año 2007, presentó un aumento durante el año 2008, alcanzando los MM\$ 12.581, es decir, aumentó un 25,5%.

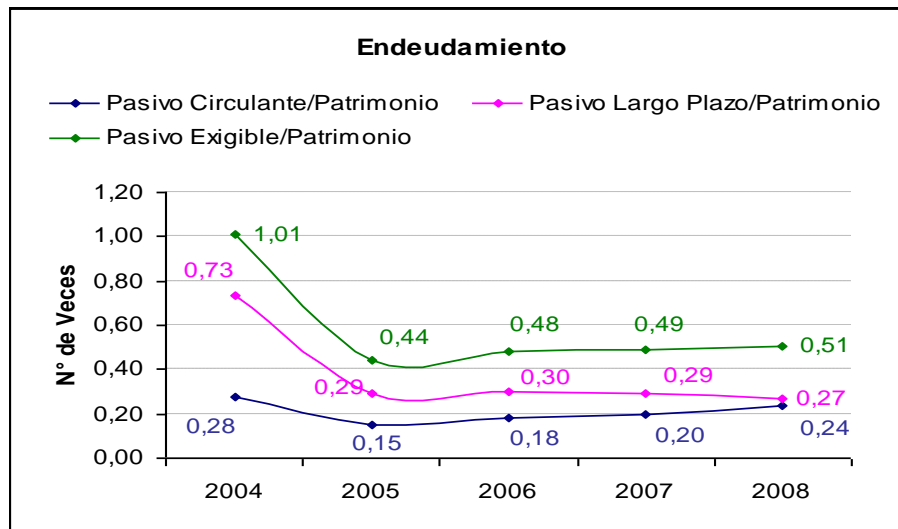


Indicadores de Liquidez: En general, y tal como se podrá apreciar, en la mayoría de los indicadores financieros bajo análisis, Frontel presenta superioridad frente a Saesa, y el caso de los indicadores de liquidez no es la excepción. A diciembre 2008, el capital de

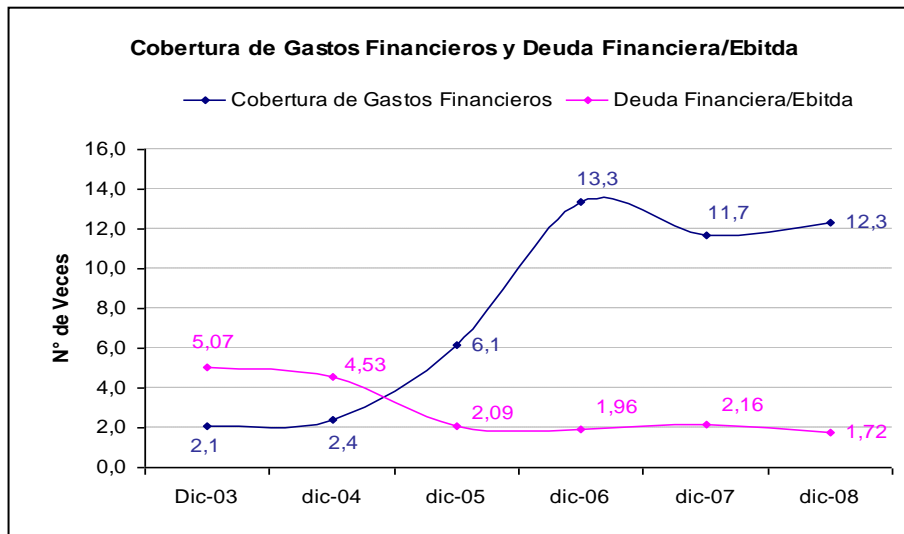
trabajo de la compañía ascendió a MM\$ 11.535, en tanto que la razón circulante y la razón ácida alcanzaron las 1,61 y 1,50 veces, respectivamente.



Endeudamiento (Pasivo Exigible/Patrimonio): Durante el 2005, entre otras cosas, se capitalizó la deuda subordinada de US\$ 35 millones que poseía la compañía, se aumentó el capital de la sociedad en MM\$ 22.641, se firmó la Modificación del crédito sindicado de Frontel con Corpbanca, lo cual implicó el alzamiento de las garantías (permitiendo una mayor libertad operativa para la empresa) y una mejora en las condiciones financieras del crédito y finalmente con fecha 15 de julio de 2005 se realizó la colocación de la Serie A de Frontel, con cargo a la línea 416 (con una parte de los recursos obtenidos se prepagó la línea de crédito de largo plazo que la empresa mantenía con el sindicato de bancos, la cual había sido modificado durante el mismo año. Todos los hechos anteriormente descritos, han permitido la importante disminución en el indicador de endeudamiento que se observa en el gráfico, y que en la actualidad no supera las 0,51 veces.



Cobertura de Gastos Financieros y Deuda Financiera/Ebitda: Dada la reestructuración financiera a la que fue sometida la compañía y además a la estabilidad de los flujos de Frontel, es que a partir del año 2005 se observa un aumento sustancial en el indicador de cobertura de intereses (el cual en la actualidad sobrepasa las 12 veces) y a su vez una disminución importante en los niveles de deuda y que implicaron menores niveles de Deuda financiera/ebitda y que en la actualidad apenas sobrepasa las 1,72 veces.



Principales Características de los Bonos Frontel

Un punto importante a destacar sobre los Bonos Serie A de Frontel, es que estos poseen asegurada su fuente de financiamiento o de pago hasta el año 2012.

Nemotécnico	BFRON-A	Nombre Bono	SERIE A
Rut Emisor	96986780-K	Moneda	U.F.
Plazos	21 (Años)	Monto Emisión	1.000.000
Fecha Emisión	20-02-2005	Fecha Vencimiento	20-02-2026
Tasa Anual Emisión	3 (%)	Pago Cupones	Semestral
N° Bonos	2000	Valor Nóminal Bono	500
Fecha Ini. Dev. Int.	20-02-2005	Fecha Ini. Pago Int.	20-08-2005
Fecha Ini. Pago Cap.	20-02-2009	N° Inscripción	416
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No tiene.		
Tipo de Rescate	Podrá rescatar de forma total o parcial a partir del 20 de febrero de 2009.		
Agente Colocador	I.M. TRUST	Agente Pagador	BANCO BICE
Rep. Tenedor Bono	BANCO BICE	Agente Custodio	NO TIENE

Principales Resguardos

1. Nivel de endeudamiento individual y consolidado no superior a 1: El covenant se cumple con holgura tanto para estados financieros individuales como consolidados.
2. Restricción a las operaciones con personas relacionadas

3. Restricciones al cambio de control
4. Mantener una capacidad de distribución de al menos 400 GWh por año.

Resumen Financiero Frontel	Dic-04	Dic-05	Dic-06	Dic-07	Dic-08
Total Activos Circulantes	14.683.476	18.530.037	20.538.767	26.398.221	30.314.286
Total Activos Fijos	38.606.064	42.400.882	49.672.223	56.943.903	59.573.159
Total Otros Activos	32.239.678	31.734.769	31.949.414	31.582.849	29.310.555
Total Activos	85.529.218	92.665.688	102.160.404	114.924.973	119.198.000
Total Pasivos Circulantes	11.749.028	9.718.436	12.533.515	15.203.519	18.779.278
Total Pasivos a Largo Plazo	31.191.019	18.801.543	20.675.283	22.437.711	21.267.434
Total Patrimonio	42.589.171	64.145.709	68.951.606	77.283.743	79.151.288
Total Pasivos	85.529.218	92.665.688	102.160.404	114.924.973	119.198.000
Resultado De Explotacion	4.286.290	5.040.106	7.139.355	7.031.876	9.071.346
Margen De Explotacion	5.866.626	6.014.545	8.773.436	8.860.757	11.059.904
Ingresos de explotación	35.348.723	44.510.510	55.251.946	69.433.360	91.878.592
Costos de explotación (menos)	-29.482.097	-38.495.965	-46.478.510	-60.572.603	-80.818.688
Gastos de administración y ventas (menos)	-1.580.336	-974.439	-1.634.081	-1.828.881	-1.988.558
Resultado Fuera De Explotacion	-621.605	-1.052.404	-941.877	-1.880.806	-1.731.190
Gastos financieros (menos)	-3.250.819	-1.418.373	-762.556	-854.920	-1.022.308
Resultado Antes De Impuesto	3.664.685	3.987.702	6.197.478	5.151.070	7.340.156
Utilidad (Perdida) Del Ejercicio	2.657.740	2.930.479	4.770.333	3.870.441	5.674.012
Razón Circulante	1,25	1,91	1,64	1,74	1,61
Razón Ácida	1,09	1,71	1,44	1,57	1,50
Capital de Trabajo	2.934.448	8.811.601	8.005.252	11.194.702	11.535.008
Pasivo Circulante/Patrimonio	0,28	0,15	0,18	0,20	0,24
Pasivo Largo Plazo/Patrimonio	0,73	0,29	0,30	0,29	0,27
Pasivo Exigible/Patrimonio	1,01	0,44	0,48	0,49	0,51
Ebitda	7.910.618	8.708.939	10.167.758	10.019.536	12.581.148
Cobertura de Gastos Financieros	2,43	6,14	13,33	11,72	12,31
Rentabilidad del Patrimonio	6,43%	5,49%	6,90%	6,90%	6,90%
Rentabilidad del Activo	3,07%	3,29%	4,70%	4,70%	4,70%
Margen de Explotación	16,60%	13,51%	15,88%	12,76%	12,04%
Margen Operacional	12,13%	11,32%	12,92%	10,13%	9,87%
Margen Ebitda	22,38%	19,57%	18,40%	14,43%	13,69%
Deuda Financiera/Ebitda	4,53	2,09	1,96	3,76	3,18
Deuda Total/Ebitda	5,43	3,27	3,27	2,16	1,72