



UNIVERSIDAD DE VALPARAISO  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS  
ADMINISTRACION DE NEGOCIÓS INTERNACIONALES

DISEÑO DE UN INFORME MENSUAL DE GESTIÓN DE INVERSIONES  
CONSOLIDADO COMO HERRAMIENTA DE CONTROL  
PARA EL GRUPO ENERSIS S.A.

MACARENA ARANTZAZU BERASATEGUI MUJICA

INFORME DE PRÁCTICA PROFESIONAL PRESENTADA A LA  
CARRERA DE ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS INTERNACIONALES  
DE LA UNIVERSIDAD DE VALPARAISO PARA OPTAR AL  
GRADO DE LICENCIADO EN NEGOCIACIONES INTERNACIONALES  
TITULO PROFESIONAL DE ADMINISTRADOR DE NEGOCIOS  
INTERNACIONALES

PROFESOR GUIA: IGNACIO BELÁUSTEGUI C.

Viña del Mar, Enero de 2012.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiera agradecer a todos quienes de una u otra forma compartieron conmigo estos años de estudio. En primer lugar, a mi madre María Eugenia y a mi hijo Joaquín Ignacio. A mi madre, gracias por todos sus consejos, su infinito amor, apoyo y comprensión, sobretodo en los momentos de crisis. A mi hijo, por haber llegado en el momento preciso, por ser mi motor, mi vida y el impulso para ser mejor cada día.

A mis profesores, por los conocimientos y ayuda entregada a través de mis años de estudio, en especial a mi profesor guía Sr. Ignacio Beláustegui C. y al Coordinador de Prácticas Profesionales, Sr. John Reynolds B., a quienes particularmente agradezco su paciencia y comprensión.

Agradezco también a Enersis, empresa que me dio la posibilidad de enriquecer mis conocimientos y llevarlos a la práctica. Gracias por la confianza y por todas las responsabilidades entregadas. En especial, al Sr. Mario Valcarce D., Ex Presidente de Endesa Chile; a la Sra. Macarena Lama C., Ex Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis; al Sr. Claudio Poblete A., Sub Gerente Control de Inversiones y Riesgos de Enersis y a todos mis compañeros de la Gerencia Regional de Planificación y Control, por su ayuda, apoyo y por hacerme sentir siempre como parte integral de su equipo.

Por último, pero no por eso menos importante, a mis amigos, quienes siempre han estado conmigo compartiendo mis alegrías y entregándome la calma necesaria para seguir adelante cuando las cosas se hacían cuesta arriba.

Gracias a todos, este logro también es de ustedes.

## INDICE

Introducción	6
Capítulo I: Marco Teórico	
1 El Sector Eléctrico en Chile	11
2 Marco Regulatorio de Chile y sus filiales	22
2.1 Chile	22
2.1.1 Estructura Industrial	22
2.1.2 Regulación del Sector Eléctrico	24
2.1.3 Marco Legal	27
2.2 Argentina	37
2.2.1 Estructura Industrial	37
2.2.2 Marco Legal	39
2.3 Brasil	42
2.3.1 Estructura Industrial	42
2.3.2 Marco Legal	43
2.4 Colombia	48
2.4.1 Estructura Industrial	48
2.4.2 Marco Legal	50
2.5 Perú	55
2.5.1 Estructura Industrial	55
2.5.2 Marco Legal	56

3	El Control de Gestión.	59
3.1	Conceptos	59
3.2	Tipología de Instrumentos de control	68
3.3	La información y el control	70
3.4	Diseño del sistema de control de gestión	72

## Capítulo II: Descripción de la Empresa Enersis S.A.

1.	Antecedentes Constitutivos	75
2.	Estructura de Propiedad	77
3.	Estructura Organizacional	79
4.	Identificación de los Controladores	81
5.	Objeto Social	81
6.	Negocios de la Compañía	83
7.	Política de Inversión y Financiamiento	85
8.	Líneas de Acción	89
9.	Competencia	91
10.	Factores de Riesgo asociados a las Operaciones	93

## Capítulo III: Descripción de las funciones realizadas

1.	Trabajo desarrollado	106
2.	Problemas encontrados	107
3.	Soluciones y acciones propuestas	108
4.	Descripción de los resultados	109
5.	Sugerencias	112

Capítulo IV: Conclusión	114
Anexos	
Anexo N°1 Operación del Sistema Eléctrico en Chile	119
Anexo N°2 Diagrama del Mercado Eléctrico Chileno	120
Anexo N°3 Estructura social de las filiales de Enersis S.A.	121
Anexo N°4 Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile:	122
Ley Corta I	
Anexo N°5 Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile:	123
Ley Corta II	
Anexo N°6 Descripción de los negocios de la compañía por país	124
Anexo N°7 Descripción del Proceso de Reporting	143
Anexo N°8 Informe Mensual de Gestión de Inversiones Consolidado	146
Enersis S.A.	
Bibliografía	182

## **INTRODUCCIÓN**

Durante los últimos 30 años Chile ha experimentado un proceso de cambios muy profundos en su economía. A principio de los años setenta, tenía una economía cerrada y básicamente monoexportadora -el cobre constituía cerca del 80% de las exportaciones nacionales-. La gran minería y los servicios de utilidad pública estaban en manos del Estado.

Las reformas económicas implementadas a mediados de los setenta dieron un giro radical al rol del Estado en la actividad económica del país. Se reordenaron las finanzas públicas y se establecieron políticas fiscales que fueron las bases de una institucionalidad sólida y que derivaron en cuentas fiscales sanas y bajos niveles de endeudamiento público. Además, se estableció un Banco Central autónomo que dictaría las políticas monetarias para el control de la inflación. Al mismo tiempo se abrió la economía y se privatizaron las principales empresas estatales.

En el sector energía, y particularmente en el sector eléctrico, se promovió a principios de los años ochenta una reforma relevante, siendo Chile el primer país en implementar un modelo de mercado competitivo en generación, y una regulación basada en costos económicos para las actividades de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Es así como hoy en día operan en el sector eléctrico un conjunto de empresas privadas nacionales y extranjeras, quienes actuando en los segmentos generación, transmisión y distribución, adoptan sus decisiones de inversión en un ambiente de descentralización y en donde la participación del Estado se circunscribe a las funciones de regulación y fiscalización.

Es dentro de esta industria donde participa Enersis S.A., el mayor grupo eléctrico privado de Iberoamérica, que posee participación directa e indirecta en el negocio de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y negocios afines, en cinco países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú. Su accionista controlador es Endesa, multinacional española que posee el 60,62% de las acciones de la compañía. Cabe destacar que el 38% de los activos de Endesa en Iberoamérica se encuentra en Chile.

Sin embargo, en toda organización la información representa un papel relevante, ya que al ser considerada y procesada, se pueden tomar medidas tales como la reorientación u optimización de los procesos, logrando que la empresa sea más eficiente. Esto debido a que la alta dirección y la gerencia de las organizaciones modernas requieren ser asesoradas con información confiable, veraz y oportuna.

Debido a las actuales características del entorno, se corre el riesgo de ahogarse en grandes cantidades de datos irrelevantes para el desempeño estratégico de la organización, procedentes tanto del entorno como de las áreas funcionales de la empresa, de tal modo que el proceso de seleccionar sólo la información relevante para la empresa, relacionada con sus objetivos, es una real necesidad.

El presente trabajo pretende demostrar a través de la experiencia concreta de una empresa multinacional, Enersis S.A., que a pesar de que el control de gestión constituye una herramienta fundamental para la toma de decisiones de toda empresa, sigue existiendo, en la mayoría de los casos, una subutilización de él, no encontrando aún su real valor y utilidad, principalmente por existir muchos factores en el entorno de las

empresas que entorpecen su correcto uso y la posibilidad de optimizar sus resultados en pos de un beneficio final para estas.

### **ALCANCES Y LIMITACIONES**

El presente informe de práctica presenta las limitaciones propias de la obtención de datos en empresas de esta envergadura. Un alto porcentaje de información necesaria para conformar este informe es confidencial, por lo tanto, la gerencia solicitó a la informante que en aquellos apartados en los cuales fuese necesario incorporar cifras, no se utilizaran las actuales, sino que se tomara como referencia años anteriores.

Dado que la práctica profesional fue realizada en el año 2007, sólo se pudieron conseguir con Enersis S.A. los datos fidedignos del año 2010 para describir de manera algo más actualizada el Informe Mensual de Gestión de Inversiones, no considerándose necesario por parte de la informante realizar una actualización de los mismos al año de entrega del presente informe de práctica, debido a que el mismo constituye el análisis de la gestión del grupo al momento en que la suscrita trabajó en él, no constituyendo dicho informe ni una tendencia ni una proyección de la gestión en el futuro. Los demás datos que no guardan relación con dicho informe han sido actualizados a la fecha de entrega.

Con todo, se tratará de elaborar un trabajo lo más profundo y acabado posible, considerando que fue una grandiosa posibilidad el hecho de haber trabajado y contribuido de alguna manera a mejorar la gestión de una empresa líder en el mercado energético.

Cabe destacar que el documento diseñado por la informante es el que actualmente utiliza la empresa para consolidar su información y reportar mensualmente a su matriz en España.

La estructura del informe se divide en cuatro capítulos:

En el **primero**, se analiza el sector eléctrico en Chile, el marco regulatorio para nuestro país y una breve revisión de los mismos temas para los países en que se encuentran las filiales de la empresa en Latinoamérica. Asimismo, se describe la teoría que sustenta la importancia del control de gestión, mostrando conceptos, enfoques y características del mismo.

En el **segundo**, se realiza un análisis de la empresa dando a conocer su estructura, sus filiales, la expansión en el tiempo, sus políticas de inversión y financiamiento, sus líneas de acción y competencia, que resultan ser la base para entender el desarrollo de este informe.

En el **tercero**, se describe el desarrollo de la práctica profesional al interior del área de Reporting perteneciente a la Sub Gerencia de Control de Inversiones y Riesgos de Enersis S.A. Se mencionan las funciones realizadas por la informante, el problema encontrado y cómo la solución planteada sirvió de base para que la empresa implementara los cambios propuestos desde ese momento y hacia el futuro. Asimismo, se plantean sugerencias para mejorar la calidad del mismo o nuevas acciones para implementar en el futuro.

En el **cuarto** y último se plantean las conclusiones que resumen el trabajo.

## **OBJETIVOS**

Para el desarrollo de este informe de práctica profesional se han planteado los siguientes objetivos:

**Objetivo General:**

Dar a conocer el **INFORME MENSUAL DE GESTIÓN DE INVERSIONES CONSOLIDADO** como el mecanismo formal de control establecido por el Grupo Enersis por medio del cual las compañías pertenecientes al holding reportan al directorio de la matriz Endesa España acerca de la gestión realizada, analizando los resultados del mes y/o acumulados, exponiendo los puntos críticos, las oportunidades y amenazas y cualquier otro aspecto relevante que afecte o pudiera afectar a la Compañía.

**Objetivos Específicos:**

- *Exponer el campo de trabajo desarrollado por Enersis en el mercado iberoamericano en general y chileno en particular, introduciendo al lector en el mercado de la industria eléctrica.*
- *Conocer la gestión de inversiones de una empresa líder en el sector eléctrico, a través del análisis del trabajo desarrollado por la informante en el área de Reporting perteneciente a la Sub Gerencia de Control de Inversiones y Riesgos.*
- *Conocer la problemática que se producía en este holding al tener que informar, de manera consolidada, respecto de las inversiones de todas las empresas miembro, cuando no existía dentro de la empresa una herramienta de control detallado sobre el tema y que fuera el motivo de la propuesta del Informe Mensual de Gestión de Inversiones realizado por la informante.*
- *Profundizar conocimientos en el área financiera y de inversiones, con el objetivo de ampliar lo aprendido teóricamente durante estos años de estudio, a la vez que se adquieran nuevas herramientas para el trabajo futuro.*

## **CAPÍTULO I**

### **MARCO TEÓRICO**

Para poder introducir el tema al que alude el siguiente trabajo, es necesario antes que todo definir los conceptos clave sobre los que se basa, lo que dará en sí una idea del ámbito de mercado en el cual se desenvuelve la empresa.

Resulta adecuado también, conocer los tópicos necesarios para entender el fin del control de gestión como herramienta en las empresas, complementándose este último tema con lo que será expuesto durante el desarrollo de este informe.

#### ***1. El Sector Eléctrico en Chile.<sup>1</sup>***

El sector eléctrico chileno presenta un gran dinamismo. Debido a las condiciones geográficas en el país existen 4 sistemas eléctricos diferentes, ellos son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Adicionalmente existen varios centros aislados de generación (auto productores), que en conjunto reúnen una potencia instalada de alrededor del 10% del total nacional. Se trata fundamentalmente de empresas industriales y mineras que abastecen total o parcialmente sus necesidades de electricidad.

---

<sup>1</sup> Ver Anexo N°1: Operación del Sistema Eléctrico en Chile.

- **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 alcanza a 3.601,9 MW<sup>2</sup> a diciembre de 2010. Dentro de este sistema, que entró en operación el año 1993, opera el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING), compuesto por las empresas Edelnor, Celta de Endesa, Electroandina, AesGener, Norgener y Gas Atacama.
  
- **SIC:** abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica (57%) y alcanza a 9.385,7 MW en diciembre de 2010. Más del 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico. A diciembre de 2010, opera en el SIC un conjunto diverso de empresas generadoras, como Colbún S.A. y Gener, siendo la mayor parte de la capacidad de generación de propiedad de Endesa España y sus filiales<sup>3</sup> (50%).
  
- **Sistema Eléctrico de Aysén:** localizado en la XI región, abarca una superficie de 108.494 Kms<sup>2</sup> con una capacidad instalada de 50,4 MW a diciembre de 2010. Del total de esta capacidad, 55,0% corresponde a energía termoeléctrica; 41,0% a hidroeléctrica y 3,9% a energía de central renovable. Este sistema representa 0,4% del total de la potencia instalada del país.

---

<sup>2</sup> 1 Megawatt corresponde a 1.000 kilowatts y se utiliza para referirse a la capacidad instalada de las centrales de generación de energía eléctrica.

<sup>3</sup> Según el inciso primero del artículo 86 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, “*es sociedad filial de una sociedad anónima, que se denomina matriz, aquella en la que ésta controla directamente o a través de otra persona natural o jurídica más del 50% de su capital con derecho a voto o del capital, si no se tratare de una sociedad por acciones o pueda elegir o designar o hacer elegir o designar a la mayoría de sus directores o administradores*”.

- **Sistema Eléctrico de Magallanes:** se encuentra en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena y abastece a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, abarcando una superficie de 38.400 Kms<sup>2</sup>. Tiene una capacidad instalada de 98,7 MW, equivalente a 0,7% de la capacidad total del país. El 100% de la energía generada corresponde al tipo termoeléctrica.

La suma de las capacidades instaladas de estos cuatro sistemas, que asciende en el año 2010 a 13.137 MW, constituye la potencia total instalada en el país.

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de **generación, transmisión y distribución** de suministro eléctrico<sup>4</sup>. 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.

El **sector generación** consiste en las compañías que producen electricidad. Ellas venden su producción a las compañías distribuidoras, los clientes no regulados y otras compañías de generación mediante contratos privados y a través del mercado spot<sup>5</sup>.

El **sector transmisión** consiste en las compañías que transmiten a alto voltaje la electricidad producida por las generadoras.

---

<sup>4</sup> Ver Anexo N°2: Diagrama del Mercado Eléctrico Chileno.

<sup>5</sup> Importe devengado por la energía total vertida al mercado mayorista de cada país, donde exista un mercado organizado de la energía. En el caso de las centrales generadoras, debe coincidir con la producción barras de central, salvo que existan ventas directas de energía a otras compañías o consumidores, por fuera del mercado mayorista, es decir, mediante contratos bilaterales.

El *sector distribución* compra la electricidad producida por las generadoras para luego venderla a sus clientes regulados y no regulados. Para efectos normativos, la distribución se define como todo el suministro de electricidad a un voltaje hasta y que incluye los 23 kV<sup>6</sup>.

A continuación una breve descripción de cada uno de ellos:

## **GENERACIÓN**

La oferta eléctrica de las empresas generadoras, corresponde a la capacidad instalada de sus centrales operativas (potencia) y su disponibilidad para producción (energía), en cada de uno de los sistemas interconectados.

Producto de la dependencia de las centrales hidroeléctricas de las condiciones hidrológicas y los requerimientos de mantención y probabilidad de falla de las centrales térmicas, la oferta de cada empresa está acotada por su balance de potencia y energía firme.

La energía firme corresponde, en el caso de las centrales hidroeléctricas, a su capacidad de generación en el año de la estadística cuya probabilidad de excedencia es más próxima al 90%. Para las centrales termoeléctricas, es la máxima capacidad de generación de energía anual, considerando fallas y periodos de mantención. Para cada empresa, su energía firme está determinada por la energía firme de sus centrales, ajustada por las compras y/o ventas contratadas con otras generadoras. Este cálculo, determina la demanda máxima que puede satisfacer cada compañía.

---

<sup>6</sup> 1 Kv = 1000 voltios.

De esta forma, se busca asegurar el abastecimiento a los clientes en la medida que cada empresa debe estar en condiciones de satisfacer su demanda de energía bajo condiciones de hidrología seca, para sus centrales hidráulicas, y considerando disponibilidad promedio, para sus centrales térmicas. Al calcularse para cada periodo anual la oferta de energía del sistema para un nivel de seguridad del 90% y, a partir de ella las ventas, teóricamente se asegura un equilibrio entre la capacidad de generación y la energía a consumir.

La determinación previa de la oferta confiable de energía, y su establecimiento como límite de venta, impide que una empresa pueda vender más que su capacidad de producción ajustada. Esto resulta crucial al tratarse de un sistema interconectado, ya que la interdependencia de los distintos agentes del sistema determina que los intentos por demandar más energía que la disponible provocan fallas no sólo a la empresa que ofreció más que su capacidad de generación, sino a todos los involucrados.

El segmento de generación funciona bajo un esquema abierto y competitivo, en que cada compañía decide la oferta que incorpora al sistema y la composición de sus ventas entre clientes con precios regulados, clientes con precios libres o ventas a otras generadoras a costo marginal.

En la fase operativa, las generadoras deben presentar al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) su balance de potencia y energía firme. Asimismo, deben presentar información respecto de sus previsiones de consumo, sus costos de operación y la disponibilidad de sus centrales generadoras. A partir de esa información, el CDEC despacha las indicaciones a las empresas sobre qué centrales deben operar con el propósito de minimizar los costos de producción y falla del sistema.

Posteriormente, el CDEC determina las transferencias que se produjeron entre generadoras, las que son valorizadas a costo marginal instantáneo para efectos de su pago. Este organismo no posee personalidad jurídica y está constituido por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

El CDEC se rige por el Decreto Supremo N°327 de 1998 del Ministerio de Minería y está encargado de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico. Considerando:

- *Operación segura y de mínimo costo del sistema.*
- *Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.*
- *Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.*
- *Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.*

## **TRANSMISION**

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 (V). 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<sup>7</sup> sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la Ley 19.940<sup>8</sup> 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 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).

## **DISTRIBUCION**

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.

---

<sup>7</sup> Según el artículo 820 del Código Civil, una servidumbre es “*un gravamen impuesto sobre un predio en utilidad de otro predio de distinto dueño*”. Las instalaciones eléctricas (“predio dominante”) son también susceptibles de ser gravadas por servidumbres eléctricas, convirtiéndose en “predio sirviente”, así se distingue entre: a) Servidumbres prediales, las soporta un inmueble. b) Servidumbres de paso de electricidad o de postación, que las soporta una concesión o instalación (art.2 N°2 letra b de la Ley Eléctrica).

<sup>8</sup> La Ley 19.940 regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

Lo anterior permite que las empresas tengan una amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en el cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Con respecto a los consumidores, éstos se clasifican según la magnitud de su demanda en:

- ***Clientes regulados:*** Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW);
- ***Clientes libres o no regulados:*** Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW; y
- ***Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen:*** Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos por la Ley 19.940, de Marzo de 2004. No obstante, los suministros a que se refiere lo anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- *Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;*
- *Cuando se trate de calidades especiales de servicio;*
- *Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en MWs y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 MWs-km.*

Cabe destacar que el sector industrial representa el principal “cliente” de las empresas eléctricas, con más del 65% de la demanda total.

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 2.000 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.

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:

- ***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 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.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- ***Precio básico de la energía:*** Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.
- ***Precio básico de la potencia de punta:*** Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando la unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

- ***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 y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

## **2. Marco Regulatorio de Chile y sus filiales<sup>9</sup>.**

Con el fin de entender la normativa y regulación de la empresa es necesario examinar el marco regulatorio tanto de Chile como de los países que integran sus principales filiales, ya que al presentar información consolidada de todas ellas es importante tener en cuenta un panorama general del mercado al que pertenecen y de la legislación del país en que ellas se insertan.

### ***2.1 Chile.***

#### ***2.1.1 Estructura industrial.***

La industria eléctrica chilena está organizada en cuatro sistemas de electricidad interconectados pero separados, que facilitan la coordinación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro de un área geográfica específica. Las principales generadoras en Chile, venden electricidad por medio de sistemas de interconexión eléctrica.

Una entidad conformada por grupos industriales de generación autónomos y compañías de transmisión, conocida como el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), coordina la operación de las generadoras eléctricas en cada uno de los dos principales sistemas interconectados en Chile, el SIC y el SING. Ambos están diseñados como mercados eficientes para la venta de electricidad en los cuales se utiliza el productor con el costo marginal más bajo para satisfacer la demanda.

---

<sup>9</sup> Ver Anexo N°3. Estructura de las filiales Enersis S.A.

Producto de lo anterior, a cualquier nivel específico de demanda, se entrega el suministro apropiado al más bajo costo de producción disponible en el sistema. Adicionalmente, hay ciertas grandes compañías industriales que son dueñas y operan sistemas de generación con el fin de satisfacer su propia demanda.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 transmisoras y 36 distribuidoras, que abastecen a Chile a través de los cuatro sistemas eléctricos interconectados<sup>10</sup> y que, en conjunto, suministran una oferta agregada nacional que en el año 2010 alcanzó a 58.877 GWh.

En *generación* la empresa más grande es Endesa (filial del grupo hispano del mismo nombre). En *transmisión*, la más importante es Transelec (filial del grupo canadiense Hydro Québec) y en *distribución* destaca Chilectra (de Enersis, propiedad de Endesa España).

Las distribuidoras tienen que entregar el servicio directamente a sus clientes, al igual que las generadoras a grandes clientes. En otro ámbito, las generadoras y transmisoras coordinan sus centrales y líneas, para garantizar la operación al menor costo posible.

---

<sup>10</sup> Fuente: Comisión Nacional de Energía.

### 2.1.2 Regulación del sector eléctrico.<sup>11</sup>

El sector de la electricidad en Chile se rige de conformidad con el DFL N°1 de 1982 y los reglamentos estipulados en el Decreto N°327 de 1998, y sus modificaciones en el tiempo, colectivamente conocidos como la *Ley Eléctrica de la República de Chile*. Bajo esta ley, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Ministerio de Economía, mediante la Comisión Nacional de Energía (CNE), fiscalizan la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica.

El Ministerio de Economía concede concesiones<sup>12</sup> a las compañías generadoras para las centrales hidroeléctricas y a las compañías de transmisión y distribución para las redes. La CNE calcula los precios máximos de las ventas de electricidad a los usuarios finales regulados.

El sector eléctrico chileno presentaba desde inicios de los años 90 algunos problemas que se fueron ahondando hasta llegar, a principios de este decenio, a problemas de urgencia inmediata, pues se ponía en duda la confiabilidad del sistema y la certeza de que quienes invirtieran en el subsector transmisión obtendrían los pagos esperados del riesgo tomado. En efecto, antes de la modificación legal del 2004 es posible señalar los siguientes problemas:

---

<sup>11</sup> Fuente: “Certeza Jurídica e Incentivos a la Inversión: Política y Práctica de una Relación Causal”: Jorge Rodríguez G. Ministro de Economía y Energía de Chile. Junio de 2005.

<sup>12</sup> Una concesión para las actividades de generación de energía eléctrica constituye un acuerdo entre la empresa generadora y el Ministerio de Economía, mientras que un permiso es simplemente la autorización unilateral concedida por el Ministerio.

- ***Ambigüedades en los peajes de transmisión en alto voltaje:*** que dejaban tramos de la red sin ser pagadas, lo que redundaba en una falta de inversión en este mercado, o vacíos que hacían invariable la interconexión entre sistemas.
  
- ***Estructura vertical de la industria y relaciones de propiedad entre mercados verticalmente relacionados:*** en particular entre los segmentos generación – transmisión y entre distribución – comercialización. Si bien la reforma a la ley eléctrica en 1999 zanjó el tema de integración vertical generación – transmisión, fuente de enormes conflictos judiciales en los años 90, aún persiste la duda en cuanto a los efectos anticompetitivos de las relaciones de propiedad entre una generadora y una distribuidora en su anillo de concesión. De hecho, los problemas de prácticas anticompetitivas que eventualmente esta integración vertical puede generar se ven exacerbados cuando la distribuidora tiene, además, el derecho monopólico por ley de abastecer a los clientes regulados.
  
- ***Monopolios legales en el mercado de comercialización:*** esto es así porque en el mercado de los clientes regulados el mismo distribuidor está definido por ley como su único posible comercializador; mientras que para los clientes libres puede ser el mismo distribuidor además de los generadores. El problema que esto genera es la imposibilidad para que operadores independientes de la distribuidora en el área de concesión respectiva puedan comercializar energía a clientes regulados. Actualmente sólo existe el segmento de comercialización para clientes libres, en donde la única competencia de la distribuidora son las empresas generadoras de energía. Claramente son pocos los incentivos a estas empresas a pelear por clientes dentro del anillo de concesión con uno de sus grandes compradores, la propia distribuidora, especialmente ante la ausencia de peajes de distribución conocidos y transparentes. Hasta antes de la “Ley Corta”

de 2004, no había regulación de los peajes de distribución lo que confería más poder monopólico a las distribuidoras, especialmente sobre los clientes libres. Asimismo, con la “Ley Corta II” de mayo de 2005, se admite que las generadoras ofrezcan incentivos a los clientes regulados para disminuir o aumentar los consumos, según convenga a los generadores, sin necesidad de llegar a acuerdo con las empresas distribuidoras para esta decisión.

- ***Carencia de regulación en cuanto a la seguridad de los sistemas:*** ello es principalmente debido a las intervenciones del regulador en períodos de sequía (llamadas crisis eléctricas), así como la ausencia en la ley de tarificación de servicios complementarios destinados a proveer seguridad al sistema.
  
- ***Falta de mecanismos rápidos y confiables para resolver disputas en el sector eléctrico:*** la excesiva judicialización de los conflictos aparentemente técnicos al interior del sector y la demora para resolver las divergencias que surgían al interior del CDEC, hacían necesaria la implementación de un mecanismo de arbitraje expedito, apolítico y técnicamente sin reparos. Resolviendo esta fuente de incertidumbre jurídica se garantizaría a los inversionistas privados que sus inversiones en generación y transmisión de energía no serían expropiadas por la vía de prácticas oportunistas e interpretaciones personales de la normativa vigente para el sector.

### 2.1.3 Marco Legal.

#### a) Ley Eléctrica de Chile.

Tiene como objetivo ofrecer los incentivos suficientes para maximizar la eficiencia y el establecimiento de un régimen reglamentario simplificado y de un proceso de fijación de tarifas por medio de la definición de criterios objetivos para la fijación de precios que limiten el rol discrecionario del Estado. El resultado esperado es la asignación de recursos económicamente eficientes para y dentro del sector eléctrico. El sistema reglamentario está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de retorno competitiva sobre las inversiones con el objetivo de incentivar la inversión privada y a la vez asegurar la disponibilidad de electricidad para toda persona que lo solicite.

Existen tres entidades estatales cuya responsabilidad primaria es la implementación y fiscalización de esta ley:

- **CNE:** que calcula los precios minoristas y mayoristas, o los precios de nudo, que requieren la aprobación final del Ministerio de Economía, y prepara el plan de obras que consiste en una pauta a 10 años para la estrategia de expansión del sistema eléctrico que debe ser consistente con los precios de nudo calculados.
- **SEC:** que fija y fiscaliza las normas técnicas del sistema y el cumplimiento correcto con la ley.
- **Ministerio de Economía:** que otorga la aprobación final de las tarifas y precios fijados por la CNE y normaliza el otorgamiento de concesiones a las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras.

De acuerdo a la Ley Eléctrica de Chile, las compañías que participan en la generación de electricidad en Chile deben coordinar sus operaciones a través de los CDEC con el fin de minimizar los gastos de explotación de la red de electricidad y monitorear la calidad del servicio prestado por las generadoras y transmisoras. Las generadoras cumplen con los requisitos contractuales con la electricidad despachada, sea de su propia producción o comprada a otras generadoras en el mercado spot.

Dado que la producción de Endesa - Chile en el SIC es hidroeléctrica en su mayor parte y, por consiguiente, su costo marginal de producción suele ser el más bajo en ese sistema interconectado, su capacidad eléctrica en el SIC generalmente se despacha durante las condiciones hidrológicas normales o abundantes. Las generadoras buscan un equilibrio entre sus obligaciones contractuales y sus despachos al comprar electricidad al precio spot<sup>13</sup>, fijado cada hora por el CDEC, sobre la base del costo marginal de producción del kWh próximo a despacharse<sup>14</sup>.

### **Concesiones.**

La Ley Eléctrica de Chile permite, en algunos casos, la generación y transmisión de electricidad sin la necesidad de obtener una concesión del Estado chileno. Sin embargo, las compañías pueden postular a una concesión estatal, en particular para facilitar el uso y acceso a propiedades de terceros. Los dueños de propiedades de terceros tienen el derecho de recibir una compensación, la cual se puede determinar por medio de un acuerdo entre las partes o, en ausencia de un acuerdo, mediante un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales.

---

<sup>13</sup> Es el precio al contado o de entrega inmediata.

<sup>14</sup> Esto se conoce como el costo marginal spot.

El Ministerio de Economía concede las concesiones para la operación de redes de distribución de conformidad con la Ley Eléctrica de Chile. Las concesiones no son renunciables y son de duración indefinida pero el Presidente puede revocarlas si no se cumplen ciertas normas de seguridad y de calidad. En dicho caso, los activos de la distribuidora serán liquidados en una subasta pública. El titular de la concesión recibirá las ganancias netas derivadas de dicha subasta después de haber reembolsado todos los gastos asociados. Se requiere la aprobación del Estado para transferir concesiones y para ampliar el territorio de una concesión.

Las distribuidoras deben prestar los servicios dentro de su área de concesión a precios vigentes y pueden prestar servicios a los precios vigentes a clientes fuera del área de concesión que están conectadas a las instalaciones de distribución por medio de sus propias líneas o las de terceros. La Ley Eléctrica de Chile permite que las distribuidoras exijan que el cliente financie la inversión de capital necesaria para ampliar las instalaciones de transmisión y distribución necesarias para prestar el servicio. Dicha ley establece que la distribuidora debe repagar el financiamiento al cliente, pero permite que la distribuidora determine la forma de pago a lo largo de un periodo no mayor a los 15 años.

### **Modificaciones a la Ley Eléctrica: multas, compensaciones y pagos reglamentarios.**

El Congreso chileno modificó la Ley Eléctrica de Chile, efectiva a partir del 8 de junio del 2000, aplicando así severas multas a las empresas generadoras con déficit en caso de prolongados periodos de escasez eléctrica. Se puede aplicar el racionamiento eléctrico mediante la promulgación de un decreto de racionamiento que está sujeto a la aprobación previa de la CNE y el Ministerio de Economía. Dicha aprobación depende de la gravedad de las condiciones prevalecientes que causan la escasez eléctrica.

La Ley y sus modificaciones ya no exoneran a las generadoras con déficit del pago de multas cuando la escasez energética se debe a condiciones de sequía graves y establece que dichas condiciones climáticas ya no se considerarán eventos de fuerza mayor. Adicionalmente, la Ley modificada requiere que las generadoras compensen a los usuarios durante periodos de racionamiento, lo que difiere de la Ley antes de la modificación, que sólo compensaba a las empresas generadoras con superávit, sin multar a las empresas generadoras con déficit durante los periodos de escasez.

Según lo dispuesto en la Ley Eléctrica de Chile, en su versión actualmente vigente, los tipos de multas o pagos a los cuales se puede obligar a las empresas eléctricas son los siguientes:

- **Multas:** las nuevas multas que podrían aplicarse a cualquier empresa eléctrica bajo la supervisión de la CNE y la SEC chilena, incluyendo las compañías de generación, transmisión y distribución, fluctúan entre un mínimo equivalente aproximado de US\$54 y a un máximo equivalente aproximado de US\$6,5 millones. Las compañías sancionadas bajo la ley tendrán el derecho de apelar pero sólo después de haber hecho un prepago igual al 25% de la multa.
- **Pagos compensatorios:** si el Ministerio de Economía emite un decreto de racionamiento, las empresas generadoras pueden verse obligadas a reembolsar a las empresas distribuidoras sobre la base de tasas a prorrata para los créditos otorgados a los usuarios finales por una suma igual al producto de: (i) la diferencia entre el precio de racionamiento que paga el usuario final especificado en el decreto de racionamiento y el precio de nudo pertinente; y (ii) la diferencia entre el consumo de energía actual del usuario durante el periodo de racionamiento y su consumo durante el mismo periodo del año anterior, con ciertos ajustes.

- **Costo de falla:** la Ley establece un "costo de falla" igual a la cantidad que deben pagar las generadoras con un déficit que no pueden cumplir con sus compromisos contractuales de suministro de electricidad durante los períodos en los cuales un decreto de racionamiento está vigente.
- **Pagos compensatorios por parte de las distribuidoras:** las distribuidoras pueden verse obligadas a compensar a los clientes finales en casos que la escasez eléctrica supere las normas autorizadas. Estos pagos compensatorios serán de un monto igual al doble de la energía no suministrada al costo de falla.

b) *La "Ley Corta".*<sup>15</sup>

En marzo del 2004, el Congreso chileno promulgó la llamada *Ley Corta*, que establece un nuevo marco para las compañías eléctricas lo cual permite evaluar mejor las oportunidades de inversión. Los principales cambios introducidos por dicha ley son los siguientes:

- *Una nueva metodología referente a las compensaciones entregadas a los sistemas de transmisión más la expansión de los mismos que reduce los costos de transmisión de las generadoras mediante la transferencia de parte del costo al cliente final;*
- *La regulación de los servicios auxiliares (incluyendo la regulación de frecuencia, entre otros);*
- *La reducción de la banda del precio de nudo regulado con respecto al precio de contrato del cliente libre del 10% al 5%;*
- *La regulación de los peajes de distribución, exigiendo que las distribuidoras eléctricas presten servicios a terceros;*

---

<sup>15</sup> Ver Anexo N°4: Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile: Ley Corta I.

- *Un cambio en la definición de cliente libre, reduciendo las necesidades de capacidad de energía de 2 MW a 0,5 MW, comenzando dos años después de declarada vigente la ley. Los nuevos clientes que califican según estos cambios podrán optar por ser clientes regulados o libres;*
- *El establecimiento de un comité de expertos permanente para resolver las discrepancias que surjan de los procesos de fijación de tarifas y peajes.*

El 14 de mayo del 2005 el Congreso recibió un proyecto de ley que buscaba introducir modificaciones al DFL N°1 y la Ley 18.410 de la SEC chilena con el objetivo de incentivar las inversiones en generación. De las modificaciones que se introdujeron, las que se indican a continuación son las más importantes:

- *La introducción de un precio de nudo a largo plazo que, aparte de ser una señal de precio estable, busca incentivar las inversiones en generación; y*
- *El concepto de que las ventas a las distribuidoras que no se realizan de conformidad con los acuerdos contractuales ya existentes se hagan hasta el mes de diciembre del 2010 al costo marginal de energía y no al precio de nudo.*

c) *La Ley Corta II.*<sup>16</sup>

La Ley N° 20.018 de 19 de mayo de 2005 – *Ley Corta II* – genera el marco para la adopción de las nuevas decisiones de inversión. Entre otras disposiciones, la Ley Corta II despega los precios regulados de los precios libres antiguos, y establece un nuevo sistema de contratación entre generadores y distribuidoras, con precios obtenidos de licitaciones competitivas y trasladables a los usuarios finales.

---

<sup>16</sup> Ver Anexo N°5: Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile: Ley Corta II.

Lo anterior permite una adaptación de los precios a la nueva situación de costos esperados y que las nuevas inversiones en generación se financien con precios establecidos en contratos de largo plazo suscritos a través de procesos licitados.

Las medidas mencionadas obligan a las distribuidoras a licitar los bloques de consumo de sus clientes regulados a través de un proceso de subastas públicas, abiertas y transparentes. Los contratos se deberán adjudicar al oferente que proponga el menor precio de energía, lo que se traducirá en menores costos para los consumidores regulados, estamento que incluye al sector residencial. De acuerdo a la ley, las bases de licitación son elaboradas por las propias empresas distribuidoras y aprobadas por la CNE.

El objetivo de las medidas es, por una parte, *garantizar la mayor competencia posible entre las empresas generadoras oferentes* y, por la otra, *reducir el riesgo de que algunas licitaciones queden desiertas*. Cabe destacar que, al ampliar la duración de los contratos a un mínimo de 10 años, las empresas generadoras podrán acceder a mejores condiciones de financiamiento para sus proyectos, lo que debería traducirse en menores precios para los consumidores.

A través de la Ley Corta II, el gobierno de Chile busca introducir al reglamento eléctrico las modificaciones necesarias para enfrentar los efectos de la escasez de gas natural en el sistema y el bajo nivel de inversiones en generación.

La escasez de gas natural, derivada de las restricciones a las exportaciones del hidrocarburo decretadas por el gobierno argentino, ha afectado profundamente al sistema eléctrico chileno y, en particular a los generadores térmicos, que han enfrentado elevados costos de operación por no contar con este combustible o han debido cubrir su operación con compras de energía en el mercado spot a elevados costos marginales.

Asimismo, la nueva regulación introduce otras modificaciones al reglamento eléctrico. Autoriza las negociaciones con pequeños clientes con el objeto de reducir su consumo, elimina el tratamiento de la escasez de gas natural como evento de fuerza mayor y elimina la obligación a los generadores a vender energía en el mercado spot a las compañías distribuidoras sin contratos.

Hasta ahora estas ventas se efectuaban a precio de nudo y, en adelante, se realizarán a costo marginal de sistema (precio spot).

La Ley Corta II incorpora al reglamento dos modificaciones fundamentales:

***a) Flexibilización de la banda de precios de nudo.***

La nueva regulación busca incorporar de mejor forma y con mayor celeridad los cambios que experimenten el sistema eléctrico y el escenario económico al momento de la fijación de precios. La aplicación de esta banda de ajuste, que hasta ahora se mantenía en  $\pm 5\%$ , mantuvo artificialmente bajos los precios de nudo, sin reflejar los elevados costos del sistema que derivaron de la escasez de gas natural, al relacionarlos con precios libres pactados en contratos de largo plazo, muchos de los cuales fueron firmados antes que el sistema enfrentara restricciones en el suministro de hidrocarburo.

En adelante, la banda de ajuste se mantendrá en  $\pm 5\%$  si la diferencia entre el precio de nudo teórico y el precio libre promedio es menor a 30% y será ajustable para diferencias mayores. Si la diferencia de precios se ubica en el rango entre 30% y 80%, la banda será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual, menos 2%; es decir, ésta variará entre  $\pm 10\%$  y  $\pm 30\%$ . Para diferencias de precios superiores a 80%, la banda será igual a  $\pm 30\%$ .

***b) Posibilidad de firmar contratos de abastecimiento de largo plazo a precios fijos.***

La posibilidad de firmar contratos de largo plazo a precios fijos entre generadores y distribuidores, busca incentivar las inversiones en generación. A través de este mecanismo, las empresas podrán reducir el riesgo de invertir en fuentes de generación más costosas que podrían quedar obsoletas ante una eventual recuperación del suministro de gas natural argentino.

La nueva regulación establece que las empresas distribuidoras deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión, de modo que el conjunto de los contratos resultantes, más la eventual generación propia, permitan satisfacer el total consumo de los consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

En cada licitación el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda vigente al momento de la licitación, incrementado en el 20%. Si una licitación fuere declarada desierta, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación en la que este límite podría incrementarse adicionalmente hasta alcanzar un 35%.

***d) Regulación ambiental.***

La Constitución Política de Chile de 1980 otorga a todo ciudadano el derecho de vivir en un ambiente libre de contaminación y establece además que otros derechos constitucionales pueden verse limitados con el fin de proteger el medio ambiente. Si bien la reglamentación ambiental chilena no está tan bien desarrollada como en Estados Unidos y otros países, Chile cuenta con numerosos reglamentos, leyes, decretos y ordenanzas municipales que pueden imponer restricciones ambientales.

Incluidos en este grupo están los reglamentos asociados a la eliminación de desechos (incluyendo la descarga de residuos industriales líquidos), el establecimiento de industrias en un área en la cual pueden afectar la salud pública y la protección del agua para el consumo humano.

Las operaciones de las empresas en Chile también están sujetas a la *Ley N°19.300 (la "Ley de Bases Ambientales de Chile")* que se promulgó en 1994. Dicha ley requiere que se realice un estudio de impacto ambiental para cualquier proyecto o actividad futura que pueda afectar el medio ambiente y exige también que las compañías sometan dichos estudios a revisión por parte de la CONAMA. Adicionalmente, requieren una evaluación del impacto ambiental realizada por el gobierno chileno o la contratación de una póliza de seguro ambiental asegurando el cumplimiento de las normas de emisiones, ruido y eliminación de desechos, y autoriza a los ministerios competentes la definición de normas de emisiones.

*e) Derechos de agua<sup>17</sup>.*

En el mes de marzo del 2005, el Congreso aprobó una modificación al cuerpo de ley vigente que rige el no uso de los derechos de agua. En virtud de la ley modificada, a partir del 1 de enero del 2006, las generadoras chilenas tienen que contribuir con un pago anual para los efectos de una patente para el no uso de los derechos de agua.

---

<sup>17</sup> Según el artículo 5° del Código de Aguas, las aguas son bienes nacionales de uso público y se otorga a los particulares el derecho de aprovechamiento de ellas, en conformidad a las disposiciones del citado Código. El artículo 6° del mismo cuerpo legal señala que el derecho de aprovechamiento es un derecho real que recae sobre las aguas y consiste en el uso y goce de ellas, con los requisitos y en conformidad a las reglas que prescribe el Código. Dicho derecho es de dominio de su titular, quien podrá usar, gozar y disponer de él en conformidad a la ley.

## **2.2 Argentina.**

### *2.2.1 Estructura industrial.*

La Ley Federal N°24.065 de enero de 1992, o la *Ley Eléctrica de Argentina*, divide el sector eléctrico en tres partes: generación, transmisión y distribución.

El *sector de la generación* está organizado sobre una base competitiva con compañías generadoras independientes que venden su producción en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o mediante contratos privados celebrados con otros participantes en el mercado a término del MEM.

La *transmisión* se organiza sobre una base regulada. Se les requiere a las compañías de transmisión operar, mantener y proporcionar a terceros el acceso a los sistemas de transmisión de su propiedad y están autorizadas a cobrar un peaje para los servicios de transmisión. Se les prohíbe a las compañías de transmisión generar o distribuir electricidad. La principal compañía de transmisión es la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. o Transener.

La *distribución* abarca la transferencia de electricidad desde los puntos de suministro de los transmisores a los usuarios. Las empresas distribuidoras operan como monopolios geográficos, entregando el servicio a casi todos los usuarios dentro de una región específica. Por esto, las tarifas de las distribuidoras obedecen los reglamentos y las empresas están sujetas a especificaciones de servicio. Si bien las empresas distribuidoras pueden adquirir en el MEM a precios estacionarios o mediante contratos con compañías generadoras la electricidad que necesitan para satisfacer su demanda, todas prefieren comprar la electricidad en el MEM puesto que solamente se les permite transferir los precios estacionarios que reflejen el precio spot de energía promedio.

El MEM clasifica en tres categorías a los grandes clientes de energía. Los usuarios en cada una de las tres categorías pueden negociar libremente los precios de sus contratos de suministro con las empresas generadoras. Dichos clientes son:

- ***Grandes Usuarios Mayores (GUMA)***: usuarios con una demanda de capacidad de punta de al menos 1,0 MW y un consumo de energía mínimo anual de 4,38 GWh. Los GUMA deben comprar al menos el 50% de su demanda a través de contratos y adquirir el restante en el mercado spot.
- ***Grandes Usuarios Menores (GUME)***: usuarios con una demanda de capacidad de punta que fluctúa entre los 0,03 MW y los 2,0 MW.
- ***Grandes Usuarios Particulares (GUPA)***: usuarios cuya demanda de punta fluctúa entre los 0,3 MW y los 0,1 MW. A los GUME y los GUPA no se les exige contar con un consumo de energía mínimo anual, pero ambos deben comprar toda su demanda a través de contratos y no realizan transacciones en el mercado spot.

El reglamento también reconoce las siguientes entidades como participantes del MEM:

- *los comercializadores de energía que comercializan la capacidad de generación y la demanda de energía mediante la celebración de contratos con las generadoras y los grandes consumidores;*
- *las provincias que pueden vender la energía recibida bajo derechos de regalía;*
- *las empresas extranjeras que son partes de los contratos de importación/exportación de energía.*

### 2.2.2 Marco Legal.

#### a) Autoridad de Cuencas:

La Ley Nacional N°23.896 de 1990 creó la Autoridad de Cuencas la cual es responsable de la administración de los correspondientes recursos hídricos. Dicha entidad monitorea el cumplimiento de los titulares de concesiones hidroeléctricas en la región con las disposiciones de sus respectivos acuerdos de concesión, leyes ambientales y resoluciones. Sirve también como un foro para audiencias públicas donde se pueden escuchar y resolver las quejas en contra de aquellos que poseen las concesiones.

#### b) Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP):

Supervisa e inspecciona la construcción, la operación, el mantenimiento, la reparación o modificación de las obras relacionadas con las represas y sus estructuras relacionadas para monitorear su seguridad y proteger a las personas y los activos. El ORSEP cuenta con la facultad de:

- *inspeccionar y verificar el funcionamiento de cualquier parte de las represas o sus estructuras relacionadas;*
- *exigir informes sobre el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, el uso, la reparación o modificación de las represas y sus estructuras relacionadas, y*
- *monitorear cualquier situación que pueda poner en riesgo la represa u ocasionar cualquier muerte o lesión producida por ella o estructuras relacionadas.*

El ORSEP también maneja la aprobación de los programas de control de calidad, la determinación de las especificaciones para evitar accidentes y el mantenimiento de la seguridad pública dentro del área de las represas y sus estructuras relacionadas.

*b) Cambios en los reglamentos eléctricos y medidas de emergencia.*

En el 2002 y durante el 2003, la Secretaría de Energía introdujo algunas medidas reglamentarias con el fin de corregir los desajustes ocasionados por la devaluación del peso argentino, reducir los precios de energía y de distribución y para asegurar la operación normal de las actividades de generación. Si bien la misma inicialmente reconoció el dólar US como la moneda correcta de la denominación de ciertos costos variables de la producción, tales como los combustibles licuados, los precios spot ya no se determinan por medio de una tarifa uniforme calculada para todas las generadoras en el mercado spot y se ha impuesto restricciones sobre los precios del mismo.

Un segundo aspecto importante de estas medidas reglamentarias fue la aplicación de un ajuste al sistema de estabilización de precios con el fin de identificar los costos y precios reales, reducir la volatilidad de los precios y disminuir el riesgo de arbitraje producto de las diferencias entre los precios spot y los precios estacionarios. En consecuencia, se ha generado un mercado spot anticipado que introduce un ajuste previo de los precios de energía que actúa como un sistema estabilizador de precios.

Después de lo anterior, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución N°246/2002 que establece varios cambios reglamentarios. Los que aparecen a continuación representan las medidas más significativas:

- *la separación de los pagos de capacidad y de energía de tal forma que los pagos de capacidad se vinculen con la disponibilidad y que las reservas de corto plazo se normalicen y se vinculen con las reservas comprometidas;*
- *la modificación de los derechos y las obligaciones del abastecimiento de energía garantizado, las interrupciones de suministro prioritario y de demanda, ya la regulación de las reservas de corto y mediano plazo para las condiciones de interrupciones de servicio con respecto a los clientes grandes;*
- *un nuevo esquema de alivio de capacidad propuesta por CAMMESA;*
- *la integración de los factores de nudo y de adaptación para demanda sin que tengan un impacto en el cálculo de la remuneración de la transmisión variable y de la energía entregada por las generadoras y los comercializadores;*
- *el reconocimiento de nuevas tasas tributarias que se aplican al gas natural, al petróleo y a las transferencias de combustibles como costos adicionales;*
- *las condiciones del mercado de contratos se flexibilizaron y se ampliaron; y*
- *el ajuste de los reglamentos de generación obligada.*

Finalmente, el 2 de enero del 2003 la Secretaría de Energía promulgó la Resolución SE N°1/2003, cuyas características principales son las siguientes:

- *se incrementa la compensación para las generadoras, cuyos costos variables son mayores que el primer escalón del costo de falla (Ar\$<sup>18</sup> 120/MWh);*
- *se establece un nuevo servicio de reserva para garantizar la disponibilidad en áreas donde se preverá una escasez de gas natural en el invierno;*
- *se ajusta la confiabilidad del servicio de reserva para cubrir la demanda de capacidad en horas de punta;*

---

<sup>18</sup> Ar\$ corresponde a pesos argentinos.

- *se restablece la operación del mercado spot anticipado para las transacciones de energía estacionaria; y*
- *se instituye un proceso transitorio para identificar y administrar un sistema de alto voltaje y las ampliaciones de distribución y para mejorar la disponibilidad del suministro de energía.*

*c) Reglamentos ambientales.*

Las operaciones de las centrales de generación de energía eléctrica están sujetas a las leyes y los reglamentos ambientales federales y locales, incluyendo la Ley Nacional N°24.051 promulgada en enero de 1992, o la Ley de Residuos Peligrosos, y su decreto de implementación, Decreto N°831/1993, que norman la eliminación de residuos peligrosos en Argentina.

## **2.3 Brasil.**

### *2.3.1 Estructura Industrial.*

La industria eléctrica en Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado que se denomina el Sistema Interconectado Nacional ("SIN brasileño"), que abarca las compañías eléctricas en las zonas sur, sureste, oeste central, noreste y partes de las regiones en el norte de Brasil, además de otros sistemas pequeños y aislados.

Las actividades de generación, distribución, transmisión y suministro se encuentran separadas en virtud de la ley brasileña. Los clientes no regulados en Brasil actualmente consisten en aquellos que exigen 3.000 kW o más, aunque en la actualidad este umbral es cuestionable.

El Presidente Lula da Silva realizó cambios significativos en la industria eléctrica. Las leyes federales N°10.847 y 10.848 de marzo del 2004 establecieron un nuevo modelo para el sector eléctrico de Brasil. Dicho modelo pretende ofrecer menores tarifas al cliente y garantizar la expansión del sistema, dentro de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), un organismo estatal a cargo de la planificación de las actividades de generación y de transmisión.

El nuevo modelo brasileño del sector eléctrico establece un marco normativo que se basa en los principios de estabilidad y bajos precios para el consumidor. Además, busca garantizar la expansión de la capacidad instalada con el objetivo de satisfacer la demanda creciente. De conformidad con este modelo, el 100% de la demanda energética de las distribuidoras se debe satisfacer mediante contratos de largo plazo. En el entorno libre, los participantes pueden negociar el precio, la indexación, el tenor de los contratos y el volumen de energía.

### *2.3.2 Marco Legal.*

#### *a) UNIAO:*

Bajo el actual marco regulativo, la principal entidad reguladora de la industria eléctrica en Brasil es la *Uniao*, actuando a través del Ministerio de Minas y Energía, el cual tiene exclusiva autoridad sobre el sector eléctrico a través de sus poderes concesionarios y reglamentarios. Las políticas reglamentarias para el sector son implementadas por la *Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)*, que se estableció de conformidad con la Ley N°9.427/96.

La ANEEL, en nombre de la Uniao, es responsable entre otras cosas, de:

- *garantizar y supervisar concesiones en nombre de la Uniao para la generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, incluyendo la aprobación de solicitudes para la fijación de tarifas;*
- *dictar decisiones con el fin de resolver, como una materia administrativa, las diferencias entre las concesionarias, productores independientes, consumidores y otros participantes de la industria;*
- *establecer los criterios para calcular los precios de transmisión;*
- *imponer multas contractuales y reglamentarias;*
- *implementar las políticas públicas que señale el Gobierno Federal (establecer la tarifa para los clientes; administrar el proceso de ajuste de las tarifas; administrar el proceso de licitación para la venta de energía al por mayor);*
- *administrar los contratos de concesión; y*
- *poner término a una concesión, en aquellos casos contemplados en la ley y/o en un acuerdo de concesión.*

Las compañías eléctricas privatizadas han celebrado contratos de concesión con ANEEL. Las funciones de planeación fueron realizadas por dos comités ejecutivos coordinados por Eletrobrás (la compañía estatal de servicios eléctricos), el Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas (GCPS) y el Grupo Coordinador de Operações Interligadas (GCOI), que integran representantes de cada una de las principales concesionarias.

A partir de marzo de 1999, de conformidad con los términos de la Ley N°9648/98, la coordinación y el rol supervisor del GCOI en relación a la generación y transmisión de energía en el sistema interconectado se transfirieron al Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), una entidad privada sin fines de lucro en la cual los concesionarios y consumidores no regulados participan como miembros sin derecho a voto.

El ONS es responsable de:

- *la planificación y coordinación de las operaciones y el despacho de electricidad con el fin de optimizar la electricidad producida en los sistemas de interconexión;*
- *la supervisión y la coordinación de los centros de operación de los sistemas de electricidad; y*
- *la definición de las reglas para la transmisión de energía en los sistemas de interconexión.*

c) *Ley N°8.631.*

La Ley N°8.631 (1993) cambió la estructura reglamentaria que regía las tarifas de electricidad en Brasil. El nuevo sistema abolió la tasa de retorno real garantizado de las empresas de servicios públicos y el sistema de la uniformidad de tarifas eléctricas en todo el país. Esta ley contempló ajustes automáticos por inflación de los precios de acuerdo a una compleja fórmula paramétrica de múltiples variables. Dicha ley estableció que las tarifas eléctricas deberían reflejar los gastos de explotación de cada empresa más una cierta rentabilidad sobre el capital, el cual no es un retorno predefinido, sino un equilibrio financiero / económico.

En diciembre de 1994, el gobierno brasileño introdujo el "Plan Real", que suplantó las leyes de fijación de precios anteriores. Bajo este plan, el incremento de las tarifas para las empresas de servicios públicos que se debe a la inflación deja de estar automáticamente garantizado. Como intento para reducir la inflación, el "Plan Real" prohibió ajustes de precios por periodos menores a un año en todos y cada uno de los contratos. De conformidad a este plan, los precios se revisan y se corrigen anualmente.

*b) Ley del Sector Energético.*

Se reemplazaron los reglamentos de concesiones de Brasil por dos estatutos promulgados en 1995: la Ley N°8.987 del 13 de febrero de 1995 (la "Ley de Concesiones") y la Ley N°9.074 del 7 de julio de 1995 (la "Ley del Sector Energético"). Ambas dieron lugar a cambios en los reglamentos para las concesiones de los servicios públicos y la norma para la renovación y aprobación de concesiones. Los objetivos de las nuevas leyes con respecto a las leyes del sector eléctrico incluyen la incorporación de competencia a lo que había sido un monopolio estatal, la incorporación de capital privado al sector, la creación de incentivos para completar proyectos que se habían suspendido o retrasado debido a dificultades macroeconómicas y de financiamiento y el establecimiento de los cimientos para las privatizaciones en el sector.

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto de "*Productor de Potencia Independiente*" como un factor más en la apertura del sector eléctrico hacia la inversión privada. Además, establece la formación de consorcios para generar energía para las empresas de servicios públicos, para el uso de los afiliados del consorcio, para la producción de potencia independiente o para una o más de cualquiera de estas actividades, todas las cuales se rigen de acuerdo a las normas aplicables.

*c) Otras leyes relevantes.*

Se estudió la industria energética implementando cambios adicionales significativos, incluyendo las reestructuraciones y privatizaciones de los activos de propiedad del Gobierno Federal de Brasil, además de aquellos ya privatizados. Tales cambios se realizaron con la idea de crear una industria eléctrica más competitiva. El gobierno solicitó a consultores independientes realizar la reestructuración del régimen en anticipación a la privatización del sector energético.

Dichas recomendaciones se contemplaron en la Ley N°9.648/98, mediante la cual el gobierno estableció la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, conformado por las compañías de distribución y generación, el cual contemplaba la libre negociación de la compraventa de electricidad.

Conforme con la Ley N°10.433 (2002), la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista se modificó para que fuese más regulado y monitoreado por la ANEEL. Producto de esta ley, la ANEEL se hace responsable de la definición de las normas que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista. Esta reestructuración busca reorganizar el modelo del sistema eléctrico para permitir la continuidad de inversiones extranjeras.

La nueva Ley N°10.848/04 del sector eléctrico mantiene esta reestructuración. No obstante, revoca la Ley N°10.433/02 y reemplaza el Mercado Eléctrico Mayorista por la Cámara de Comercialización de Energía (CCEE), que es la entidad responsable de las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista. Bajo este nuevo modelo, la ANEEL sigue a cargo de la fijación de las reglas de gobernabilidad de la CCEE.

## **2.4 Colombia.**

### **2.4.1 Estructura Industrial.**

El SIN colombiano es el sistema eléctrico formado por los siguientes elementos: las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas regionales e interregionales de transmisión, las líneas de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

El *sector de generación* se organiza sobre una base competitiva, donde las empresas generadoras venden su producción en el mercado de electricidad spot en un fondo común de energía conocido como la "Bolsa de Energía" al precio spot o mediante contratos privados de largo plazo celebrados con ciertos participantes en el mercado y los usuarios no regulados a precios libremente negociados.

A las compañías de *transmisión*<sup>19</sup>, las cuales conforman el *Sistema de Transmisión Nacional (STN)*, se les exige dar acceso a terceros al sistema de transmisión bajo condiciones de igualdad y se les autoriza a cobrar una tarifa por los servicios de transmisión. Si las partes no llegan a un acuerdo referente a las condiciones de dicho acceso, la *Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG)* está facultada para imponer una servidumbre de acceso.

La tarifa de transmisión que deben pagar las generadoras, distribuidoras y comercializadoras consiste en:

---

<sup>19</sup> Definidas como aquellas que operan redes de voltaje de al menos 220 KV.

- *un cargo por conexión que asegura el costo de operar los equipos que unen al usuario con el sistema de transmisión, el cual no se cobra si la generadora es propietaria de los equipos de conexión; y*
- *un cargo por uso, aplicable solamente a las comercializadoras (a partir del 1 de enero del 2002).*

El STN regula los ingresos para las empresas de transmisión por medio de un ingreso fijo anual garantizado, sujeto al cumplimiento de una cierta disponibilidad mínima, la que se determina mediante el nuevo valor de reemplazo de las redes y de los equipos existentes al 1 de enero del 2000, y en el caso de nuevos proyectos, por el valor resultante de los procesos de licitación adjudicados en la expansión del STN.

Según la Resolución 51/98 de la CREG, con la excepción de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (la compañía de transmisión estatal), ninguna compañía o beneficiario real (un actor que saca un beneficio sustancial de los contratos de las compañías de servicios públicos, SSPD y la CREG) puede poseer más del 25% del STN. De conformidad con esta resolución, la CREG emitió la Resolución 004/99, estableciendo que las generadoras, distribuidoras y comercializadoras que estén verticalmente integradas y que realicen estas actividades de manera simultánea, no pueden poseer más del 15% del capital social de una compañía de transmisión nacional existente o futura, o controlarla por otros medios o estar bajo el control común con dicha compañía.

En cuanto a la *distribución*, en junio de 1998, la CREG emitió la Resolución 70/98 (también conocida como el Código de Distribución), que estableció los techos máximos de la frecuencia y duración de cortes en el servicio que sufren los usuarios de las distribuidoras. Esta resolución y sus modificaciones obligan a las compañías a compensar a los usuarios que sufren interrupciones en el suministro que superan estos techos máximos, valorando así la energía no suministrada al costo de racionamiento.

#### *2.4.2 Marco Legal.*

La Constitución colombiana establece que es deber del Estado asegurar que los servicios públicos estén disponibles de manera eficiente a todos los habitantes del país. La Ley N°147 de 1994, establece un amplio marco regulativo para el suministro de servicios públicos residenciales, incluyendo la electricidad, y la Ley N°143 de 1994 (o "Ley Eléctrica de Colombia"), establece el marco regulativo para la generación, comercialización, transmisión y distribución de energía.

##### *a) Ley N°142.*

Establece que el suministro de servicios eléctricos se considera un servicio público esencial que puede ser proporcionado por entidades provenientes de los sectores públicos y privados. Entre otras obligaciones, se les exige a las compañías de servicios públicos:

- *asegurar el servicio continuo y eficiente sin abusar de una posición monopolista;*
- *facilitar a los usuarios de bajos recursos el acceso a subsidios estatales otorgados por las autoridades;*
- *informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios;*

- *proteger el medio ambiente;*
- *permitir el acceso libre y sin discriminación para la transmisión y la interconexión a la red eléctrica u otras compañías de servicios públicos o a sus grandes clientes;*
- *informar a la comisión reglamentaria apropiada y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) del inicio de sus actividades; y*
- *cooperar con las autoridades en caso de emergencia para evitar daños a los usuarios.*

*b) Ley N°143 o Ley Eléctrica de Colombia.*

Establece los siguientes principios para la industria eléctrica, los que se implementan por medio de las resoluciones promulgadas por la CREG, y otros organismos normativos que rigen el sector eléctrico, tales como el Ministerio de Minas y Energía y la SSPD:

- ***la eficiencia:*** la asignación y el uso de recursos correctos y el suministro de electricidad a un costo mínimo;
- ***la calidad:*** el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos afectando el sector;
- ***la continuidad:*** un suministro eléctrico continuo, sin interrupciones no justificadas;
- ***la adaptabilidad:*** la incorporación de tecnología y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y la eficiencia;
- ***la neutralidad:*** el tratamiento imparcial a todo usuario eléctrico;

- **la solidaridad:** la provisión de fondos por parte de los usuarios de mayores recursos para subsidiar el consumo de subsistencia de los usuarios de bajos recursos; y
- **la equidad:** un suministro eléctrico adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país.

La Ley N°143 en forma separada normaliza la generación, transmisión, comercialización y distribución. En virtud de ella, cualquier compañía nacional o internacional puede participar en cualquiera de las actividades. No obstante, las nuevas compañías deben limitar su participación exclusivamente a una de ellas. La comercialización se puede combinar con la generación o la distribución.

De acuerdo con las Resoluciones 128 de 1996 y 065 de 1998, a partir del 1 de enero del 2002, la participación de mercado de las empresas generadoras, comercializadoras y distribuidoras se limitará a lo siguiente:

- *una empresa generadora no puede poseer más del 25% de la capacidad de generación instalada en Colombia;*
- *la participación de una comercializadora no puede representar más del 25% de la actividad de comercialización en el sistema Interconectado Nacional (SIN) Colombiano; y*
- *la participación de una distribuidora no puede superar el 25% de la actividad de distribución en el SIN colombiano.*

Con el fin de calcular estos límites, la participación de una compañía en particular se suma a la de otras compañías en el mismo grupo empresarial, de las compañías matrices, de las filiales y de las coligadas<sup>20</sup>. Adicionalmente, vigente a partir del 1 de enero del 2002, la participación de las empresas generadoras en una distribuidora no puede superar el 25% y viceversa; sin embargo, esta restricción sólo se aplica a las compañías individuales y no excluye la propiedad múltiple de compañías del mismo grupo empresarial ni de sus compañías matrices, filiales ni coligadas.

En 1999, la CREG emitió la Resolución 42, estableciendo que ninguna empresa generadora puede aumentar, directa o indirectamente, su participación en el mercado de generación a través de adquisiciones o fusiones, si el total de los MW de la Capacidad Efectiva Neta que resulte supere la llamada "Banda de Capacidad" que fija la CREG.

Las demás entidades que desempeñan un papel importante en la industria eléctrica son:

- **SSPD**, a cargo de la fiscalización e inspección de las compañías constituidas como compañías de servicios públicos;
- **CREG**, a cargo de la normalización de los sectores de energía y de gas; y
- **Unidad de Planeación Minera y Energética**, a cargo de la planificación de la expansión de la red de generación y transmisión, entre otras cosas.

---

<sup>20</sup> Según el inciso primero del artículo 87 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas: “*es sociedad coligada con una sociedad anónima aquella en la que ésta, que se denomina coligante, sin controlarla, posee directamente o a través de otra persona natural o jurídica el 10% o más de su capital con derecho a voto o del capital, si no se tratare de una sociedad por acciones, o pueda elegir o designar o hacer elegir o designar por lo menos un miembro del directorio o de la administración de la misma*”.

Bajo la Ley Eléctrica de Colombia, la CREG está facultada para emitir los reglamentos obligatorios que rigen la operación técnica y comercial del sector y la fijación de cargos para las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son las siguientes, entre otras:

- *establecer las condiciones para la liberalización paulatina del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo;*
- *aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y los cargos para la comercialización a usuarios regulados;*
- *establecer la metodología para calcular y fijar las tarifas mínimas para el suministro del mercado regulado;*
- *establecer los reglamentos de operación para la planificación y coordinación de la operación del SIN colombiano;*
- *normar los monopolios de compañías de servicios públicos cuando no existe la posibilidad de competencia;*
- *establecer los requisitos técnicos para la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro;*
- *velar por los derechos del consumidor; y*
- *definir acuerdos con el fin de fomentar la armonización de reglamentos de energía entre países.*

## **2.5 Perú.**

### *2.5.1 Estructura Industrial.*

El sector eléctrico en Perú consiste en un solo sistema interconectado principal, el ***Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)***, además de numerosos sistemas regionales aislados y más pequeños que entregan electricidad a áreas rurales. En Perú, el Ministerio de Energía y Minas define las políticas del sector de energía y normaliza los temas relacionados con el medio ambiente, además del otorgamiento, la supervisión, el vencimiento y el término de licencias, permisos y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras.

El ***Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)*** es una entidad reglamentaria pública y autónoma que se estableció en 1996 para el control del cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados a las actividades de electricidad e hidrocarburos, además de la conservación del medio ambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. Algunas de las funciones de OSINERGMIN son la publicación de los precios regulados y la regulación de las tarifas de distribución y transmisión.

El ***Comité de Operación Económica del Sistema (COES)***, coordina el despacho de electricidad del SEIN de Perú de manera similar a los CDEC en Chile y prepara un estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos de los precios de nudo semi anuales.

A partir de octubre de 1997 se establecieron unas normas técnicas para comparar la calidad y las condiciones del servicio entregado por las compañías eléctricas. Aquellas compañías que no cumplen con las normas mínimas de calidad están sujetas a multas y recargos, además de los mecanismos compensatorios para los aquellos clientes.

### *2.5.2 Marco Legal.*

El marco regulativo que se aplica a la industria eléctrica en Perú se basa en el modelo del marco regulativo chileno. Sus principales reglamentos son:

- *Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25.844) y sus reglamentos (el Decreto Supremo N°099-93 EM),*
- *Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo N°020-97 EM),*
- *Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley N°26.876) y sus reglamentos (Decreto Supremo N°017-98-ITINCI),*
- *Ley N°26.737, que creó el régimen que supervisa las Inversiones en Energía y sus reglamentos (Decreto Supremo N°54-2001 PCM),*
- *Ley Complementaria 27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía (OSINERGMIN),*

Algunas de las características más destacadas del marco regulativo que se aplica al sector eléctrico peruano son:

- *la desintegración vertical o la separación de las tres actividades principales: la generación, transmisión y distribución;*

- *la libertad de precios para la oferta de energía en mercados competitivos y un sistema de precios regulados que se basa en el principio de eficiencia (la correcta asignación y utilización de recursos y el suministro de electricidad a costos mínimos); y*
- *la operación privada de los sistemas interconectados de electricidad sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio (el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos que afectan al sector).*

*b) Modificaciones a la Ley Eléctrica.*

El Ministerio de Energía y Minas anunció en los años recientes, con la participación de las entidades reguladoras, los representantes de clientes y los operadores eléctricos que son integrantes del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, su plan para discutir la Reforma de la Segunda Generación del Sector Eléctrico y para fijar una agenda provisional. Sin embargo, la reforma avanza a un ritmo relativamente lento y últimamente sólo se han aprobado modificaciones menores.

*c) Otros cambios normativos recientes.*

El artículo 176 de las Reglas y los Reglamentos de Concesiones Eléctricas se modificó el 21 de marzo del 2003 para establecer la tasa de interés máxima que una distribuidora puede aplicar a los suministros de clientes regulados que no se pagan al ser pagaderos. También se modificó el artículo 180, el 13 de noviembre del 2003, para establecer los costos máximos de cortes en el suministro para el servicio público que OSINERGMIN podría aprobar.

El 5 de enero del 2004, se modificaron los artículos 1 y 5 de la Ley N°26.734 para establecer ciertas funciones de OSINERGMIN. De conformidad con el artículo 1, dicho organismo normará y fiscalizará el cumplimiento por parte del sector eléctrico con los reglamentos técnicos y legales que rigen la seguridad pública. Además, notificará a la entidad o regulador adecuado de cualquier violación y sanción impuesta.

Los artículos 36, 46, 47, 50, 51 y 52 de la Ley de Concesiones Eléctricas se modificaron el 30 de diciembre del 2004, por medio de la Ley N°28.447. Los principales cambios fueron:

- *los precios de nudo se determinarán durante el mes de mayo de cada año;*
- *se considerará un periodo de 36 meses para el establecimiento de los precios de nudo de la energía: 24 meses futuros y 12 meses históricos;*
- *la proyección de los 24 meses considera la oferta y la demanda de interconexiones extranjeras; y*
- *se creó una comisión que debe preparar un proyecto de ley en 6 meses para asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica mediante la incorporación de mecanismos de mercado.*

### **3. El Control de Gestión.**

#### *3.1 Conceptos.*

Al estudiar el término Control de Gestión, hay dos situaciones que llaman la atención; en primer lugar, la diversidad de criterios que existen para definirlo y por otra parte, que los aspectos que lo integran han estado determinados por las características y necesidades de la organización en cada momento de su desarrollo.

**Controlar** en el sentido más general, es un término anglosajón, que significa, “*dominar o conducir en la dirección deseada*”, asociándose a los vocablos regular, dirigir y verificar.

Henri Fayol, pionero en el estudio de la administración, sitúa al control en la quinta posición dentro de las funciones administrativas de la dirección, resaltando dos aspectos importantes. En primer lugar, plantea la necesidad de que previo a cualquier control se establezca un plan, contándose con una estructura informativa capaz de presentar datos seguros acerca de la marcha del negocio. En el segundo aspecto hace referencia a la acción que hay que emprender según la información obtenida, para mantener el progreso del negocio hacia el resultado deseado y en el tiempo proyectado.

Fayol señaló además, que el **control** “*consiste en verificar si todo marcha de acuerdo con el plan adoptado, las instrucciones dadas y los principios establecidos. Tiene por objeto subrayar las debilidades y los errores para que puedan rectificarse y evitar que se repitan*”.

En otras palabras señala, que el control es la medición y la corrección de las actividades de los subordinados para asegurar que los hechos se ajusten a los planes, para lo cual se compara el desempeño con las metas y los planes, se muestran las desviaciones, emprendiéndose medidas para corregir las desviaciones negativas que aseguren el cumplimiento de los planes. Es una función administrativa esencial en todo nivel.

Por tanto, la función de control surge como un requisito obligado para evaluar el resultado de las decisiones delegadas, así como la necesidad y conveniencia de cada una de las actividades que se desarrollan en la empresa. Constituye también un importante mecanismo que contribuye a perfilar una cultura y un entorno de gestión caracterizados por estimular y aunar los esfuerzos individuales, dada la responsabilidad de los dirigentes de la empresa de imponer su autoridad y exigir responsabilidad al colectivo que integra la organización.

Cuando se pretende describir la actividad gerencial es habitual mencionar las funciones básicas que la componen, es decir, planificar, organizar, dirigir y controlar. Estas cuatro funciones están integradas porque se desarrollan en el ámbito de una misma unidad económica, se ejecutan por los mismos gestores y se influyen entre sí, y porque todas ellas, exigen la toma de decisiones para ser operativas.

Este enfoque reconoce la secuencia lógica, esté explicitada o no, en el trabajo de cualquier responsable empresarial. Pero la realidad no es tan formal ni lineal. Más bien, las funciones anteriores se entremezclan en el propósito y en el tiempo, por lo que no siempre resulta fácil deslindar las fronteras entre ellas.

La clasificación anterior sí cobra vigor cuando la gestión se refiere a la ejecución de un proyecto o programa específico: la aplicación secuencial de las fases de planificación, organización, dirección y control parece obligada para contribuir a su culminación con éxito. Pero en la medida en que una empresa sea algo más que una agregación de proyectos, se explica la mencionada yuxtaposición de los componentes de la actividad gerencial.

En este contexto, el **control** es *“aquella función que pretende asegurar la consecución de los objetivos y planes prefijados en la fase de planificación. Como última etapa formal del proceso de gestión, el control se centra en actuar para que los resultados generados en las fases anteriores sean los deseados”*<sup>21</sup>.

Así pues, una primera exigencia de esta función es que existan objetivos predeterminados. La cuestión de cuáles son los objetivos de la empresa resulta siempre de difícil respuesta porque la empresa, por sí misma, no decide y, en consecuencia, no formula objetivos propios. Son sus gerentes o la Dirección, quienes los establecen. Bien es cierto que toda empresa precisa satisfacer determinados requisitos para sobrevivir, tales como los de rentabilidad, crecimiento y solvencia. Este tipo de parámetros se hallan influidos y matizados por las prioridades de los elementos rectores de la empresa, que a su vez, se ven condicionados por intereses de otros colectivos (trabajadores, clientes, accionistas, etc.).

El proceso sustancial de control, aplicado mediante cualquiera de los instrumentos disponibles para desarrollarlo, consiste en comparar lo real con lo planeado. La diferencia entre ambos estados constituye una primera valoración del grado de cumplimiento de los objetivos.

---

<sup>21</sup> Pérez – Carballo V., Juan F. Control de la Gestión Empresarial. Madrid. 2000.

Su interpretación permitirá acometer lo que sin duda ha de ser el fin último del control: *actuar para asegurar la consecución de los objetivos*. De poco sirve un control que se limite a identificar desviaciones. Estas han de ser sólo un medio para reorientar la acción cuando ello sea preciso. En síntesis, sin objetivos no puede haber control y sin acciones éste pierde todo su valor como instrumento de gestión.

Por su parte, la **Gestión** según Dupuy y Rolland se refiere al “*conjunto de actividades que se realizan para alcanzar los fines de una organización*”. Desde ese punto de vista, gestionar consiste en seleccionar ciertas acciones, partiendo de diversas informaciones, las cuales permiten tomar las decisiones más adecuadas.

La gestión es la encargada de garantizar la eficaz y eficiente<sup>22</sup> utilización de los recursos materiales, humanos y financieros, puestos a disposición de una entidad para llevar a cabo el objetivo básico para el cual fue creada. Para poder gestionar las actividades de una empresa correctamente, es imprescindible conocer la misión de la organización y que la misma sea asumida por todos sus miembros para garantizar la consecución de todos los objetivos.

En otras palabras, la eficacia de una gestión depende, de forma decisiva, de saber elegir los objetivos prioritarios sobre los cuales se han de concentrar la atención y los esfuerzos, sin derrochar tiempo y recursos en cuestiones que no tengan una influencia importante en los resultados de la organización.

---

<sup>22</sup> Por eficacia se entiende el grado en que se contribuye a alcanzar un objetivo. La eficiencia trata de medir la productividad de la gestión, es decir, la relación entre resultados y costos.

Una vez definidos los conceptos de Control y de Gestión, se está en condiciones de hacer referencia al papel del Control dentro de la Gestión de las Organizaciones, o sea, específicamente al **Control de Gestión**, término que como se señalaba anteriormente ha recibido diferentes acepciones a lo largo de su desarrollo evolutivo, siendo denominado por algunos autores como el “*pilotaje económico de la empresa*”, debido al importante rol que desempeña dentro de la misma.

Pérez-Carballo apunta que, el **Control de Gestión** es un concepto muy amplio que, en su ejecución, permite definir un estilo de dirección basado en la gestión activa de la empresa en su entorno, en definición y asignación de objetivos, así como en la participación y responsabilización coordinadas del conjunto de la organización<sup>23</sup>.

Profundiza en que el mismo es “*el sistema de Información que -organizada y sistemáticamente- retroalimenta a la Gerencia respecto de las operaciones efectuadas en la organización en relación con los planes diseñados; a fin de constatar avances, comparar diferencias y prospectar la evolución de los procesos, para tomar decisiones en un contexto de los planes y las realidades detectadas*”.

Dentro de las empresas es un punto clave, esto porque el control permite a las compañías coordinarse, evaluar el desempeño de sus unidades de negocios, mantener motivados a sus trabajadores, y lo más importante, permite alinear sus metas hacia un objetivo común. Sin un sistema de control eficaz la compañía llegaría a enfrentar problemas que podrían obligarla a terminar con una de sus unidades o con el total de sus actividades.

---

<sup>23</sup> Pérez – Carballo V., Juan F. Control de la Gestión Empresarial. Madrid. 2000.

En cuanto al ámbito de actuación, el control de gestión debe contemplar toda la empresa. Su objetivo, a diferencia de otros medios de control más específicos, consiste en asegurar la buena marcha del conjunto de la organización. Para ello, es preciso controlar las distintas funciones, actividades y áreas de responsabilidad y efectuar la síntesis necesaria para ofrecer una visión global de la calidad de la gestión en base al control por resultados.

Con respecto al objeto, es importante realizar la diferencia entre el *control de actividades* y el *control de la gestión de los responsables*. El primero, evalúa si una actividad (producto, proyecto, división, etc.) es conveniente o no para la empresa; analiza el interés en mantenerla. El segundo, aborda el desempeño de los gestores. No es poco frecuente que una actividad atractiva esté mal gestionada y viceversa.

El control de gestión incorpora un componente de *parcialidad* en el sentido de que no puede contemplar todos los parámetros involucrados en un área de actividad. De hecho, deberá centrarse en aquellos más importantes. Parece lógico reconocer que en toda actividad empresarial unos aspectos de la gestión son más relevantes que otros. Y entre los más relevantes probablemente haya unos pocos que sean críticos. Es decir, si se gestionan correctamente, es razonable prever que la empresa, o una unidad de la misma tengan éxito. A estas últimas variables se les denomina *factores clave de gestión*. Así, es de esperar que el control de gestión se centre, prioritariamente, en controlar este tipo de factores y los parámetros que los miden. De aquí el carácter parcial y selectivo del control de gestión.

Además, exige definir un sistema que incorpore los controles más relevantes de la empresa, es decir, aplica diversos procedimientos, métodos e instrumentos que han de estar integrados en un sistema formal.

En cuanto que el control empresarial pretende actuar sobre la conducta de las personas, tan importante como las especificaciones de diseño del sistema a aplicar es la utilización que se haga del mismo. Es más eficaz un sistema de control sencillo y bien gestionado que un sistema perfeccionado pero mal utilizado.

Lo importante no es disponer de un modelo perfecto sino de uno capaz de influir satisfactoriamente sobre la actuación de los distintos rangos de responsabilidad pues el objeto sobre el que actúa el control son las personas y lo que persigue es mejorar la gestión y evaluar el resultado de las actividades. En este sentido, la sencillez es un atributo deseable en cualquier sistema de control.

Es frecuente que sistemas diseñados, en sus aspectos formales, con gran minuciosidad y rigor, queden reducidos a mera rutina por ser gestionados deficientemente. Un sistema de control de gestión debe ser algo más que un procedimiento para medir los resultados de la organización. En la práctica, todo sistema de control comporta un estilo de dirección definido por la intensidad de la participación.

García Echeverría<sup>24</sup>, hace una interpretación moderna de este término, señalando que *“control es futuro, globalidad frente a singularidad, es estrategia frente a operatividad, es siempre actuación, sobre todo implica una fuerte incidencia en el comportamiento económico de los sujetos de la empresa”*.

---

<sup>24</sup> García Echeverría, F.: El Controlling Moderno: Base del Management. Revista Administración y Dirección de Empresas, No. 160, pág. 45-56. Madrid, Septiembre. 1994.

Carlos Mallo y José Merlo<sup>25</sup> consideran que en el mundo competitivo moderno, el Control de Gestión constituye *“el conjunto de procedimientos que orientan la gestión empresarial a la consecución del máximo valor de la empresa para el cliente, que es la premisa necesaria para maximizar el valor de la empresa para el accionista”*.

Estos autores al hacer referencia al Control de Gestión como Sistema, consideran que colabora en el funcionamiento adecuado de la gestión empresarial, realizándolo mediante diferentes etapas:

- *Establecimiento de objetivos jerarquizados de corto y largo plazo de la empresa en relación con el análisis de la situación propia y del entorno competitivo.*
- *Establecimiento de planes, programas y presupuestos que cuantifiquen los objetivos previsionales de las variables.*
- *Establecimiento de la estructura organizativa, con las formas concretas de ejecución y control de las tareas, así como la asignación de atribuciones y responsabilidades.*
- *Medición, registro y control de los resultados reales obtenidos.*
- *Cálculo de las desviaciones mediante comparación entre los valores de los objetivos previsionales y de los valores reales.*
- *Proceso de explicación de los orígenes y causas de las desviaciones, que den lugar a su correcta interpretación y, en su caso, a la adscripción de responsabilidades.*

---

<sup>25</sup> Mallo Rodríguez, Carlos y Merlo, José: Control de Gestión y Control Presupuestario. Mc Graw Hill. Madrid.

- *Toma de las decisiones correctas de la situación, consistente tanto en adoptar las mismas y en estimular a la organización a conseguir los resultados. Esta última etapa implica el seguimiento de la implantación y posterior valoración de las decisiones adoptadas.*

Las etapas anteriormente definidas, sustentan la amplitud concedida actualmente al concepto de Control de Gestión, que va más allá de la verificación de las actividades desarrolladas para alcanzar un fin determinado, considerando además aspectos cualitativos y cuantitativos de la gestión de la organización y no sólo los aspectos contables y financieros.

Todos los autores señalados, coinciden en destacar el papel del Control de Gestión como base fundamental para el proceso de toma de decisiones y en que actualmente es más amplio su nivel de actuación, lo que está indisolublemente ligado a las características y exigencias del entorno en que se desarrolla la organización, así como a su estructura, siendo más o menos descentralizado dependiendo del tamaño, tipo y características de cada empresa concreta.

Finalmente, podemos decir que un *sistema de control de gestión* debe cumplir con ciertas características, para que el resultado que genere sea eficiente.

Dichas características<sup>26</sup> son:

- *Debe ser **creíble**, para estar en función de la necesidad y naturaleza de la actividad que se va a desarrollar.*
- *Debe ser **oportuno**, para indicar rápidamente las desviaciones.*

---

<sup>26</sup> López, Galo: Apuntes de Gerencia Internacional. Cátedra de la carrera Administración de Negocios Internacionales. Universidad de Valparaíso. 2009.

- Debe ser **prospectivo**, pronosticando cuáles fueron las desviaciones y dónde se produjeron.
- Debe ser **relevante**, señalando las desviaciones en los puntos estratégicos y críticos.
- Debe ser **objetivo**.
- Debe ser **flexible** a cambios de planes, circunstancias o metas.
- Debe ser **comprensible** por los actores del proceso.
- Debe **favorecer el proceso global** y no obstruirlo.
- Deben **permitir comparar la realidad alternativa** o su evolución.
- Debe ser **verificable**, cuantificando los avances, logros y desviaciones.
- Debe ser **económico**, sus costos no deben exceder sus beneficios.
- Debe ser **material**, sustentándose en una herramienta concreta de control.

### 3.2 Tipología de instrumentos de control.

En la práctica empresarial, se dispone de numerosas herramientas para practicar el control de gestión. El siguiente cuadro ofrece una síntesis que, sin pretender ser exhaustiva, recoge los instrumentos de aplicación más frecuentes. Lógicamente, cada uno tiene su propósito, pero en su conjunto ofrecen una cobertura razonable de las necesidades de control en cualquier organización. Junto a estos procedimientos de tipo general, hay que añadir otros, más específicos, por funciones. Tal es el caso, por ejemplo, de las técnicas de control de calidad de los procesos productivos o de los productos fabricados.

<b>INSTRUMENTOS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Manuales organizativos y de procedimientos</b>	Incluyen funciones, responsabilidades y decisiones de las unidades de actividad y políticas para la toma de decisiones.
<b>Intervención</b>	Autorización individualizada de gastos y pagos con énfasis en aspectos formales.
<b>Inspección</b>	Revisión a posteriori de actuaciones individuales.
<b>Control interno</b>	Fijación de procedimientos a priori, con asignación previa de autorizaciones, segregación de funciones y limitación de importes.
<b>Auditoría interna</b>	Revisión de la razonabilidad de la información y comprobación de procedimientos, mediante personal de la propia empresa.
<b>Auditoría externa</b>	Examen por firma externa de la razonabilidad de los estados financieros.
<b>Auditoría operativa</b>	Evaluación de la calidad de la gestión.
<b>Contabilidad analítica</b>	Informa sobre los costos e ingresos por productos y centro de responsabilidad a efectos de planificación, control y toma de decisiones.
<b>Control presupuestario</b>	Comparación de los resultados obtenidos con los presupuestados, con desglose de desviaciones por causas y responsables.
<b>Análisis por ratios</b>	Comparación de indicadores seleccionados con los valores fijados como objetivos.
<b>Cuadro de mando</b>	Documento que sintetiza la marcha de la empresa (o de una de sus áreas) en relación con sus objetivos más relevantes.

*Fuente: Control de la Gestión Empresarial. Juan F. Pérez – Carballo V. Pág. 6.*

El cuadro anterior es heterogéneo en cuanto a métodos de control. Unos se refieren a procedimientos de actuación, otros tratan de evaluar la calidad de la gestión; unos se hacen a priori y otros a posteriori. Pero es común a todos ellos que persiguen actuar sobre las conductas de las personas. De hecho el control en la empresa se ejerce no sobre las cosas sino sobre las personas. Por ello, el control debe incorporar los aspectos de comportamiento de la organización, puesto que los procesos implican reacciones y actitudes de las personas.

Es importante señalar que la utilización de indicadores no financieros para el control de las operaciones no elimina la información financiera sobre costos en las empresas, que es utilizada para las decisiones de planificación, coordinación y asignación por parte de la alta dirección.

Puede afirmarse que una política de gestión de costos sistemática, proporciona una alternativa de dirección que brinda fortaleza, más estabilidad y un potencial crecimiento del negocio, porque facilita regularmente a la dirección, información orientada a centrar su atención en los puntos en los que la eficiencia puede ser mejorada, controlando el impacto global del negocio en la adquisición y el consumo de recursos.

De manera general los aspectos abordados señalan la importancia que reviste la utilización de un Sistema de Control de la Gestión adecuado, que responda a las características y necesidades de cada empresa y esté en función de su estrategia, contribuyendo a su eficiente desarrollo económico y al proceso de toma de decisiones.

### *3.3 La información y el control.*

Todo sistema de control de gestión ofrece información como medio de comunicación de objetivos y planes y de conocimiento y evaluación de resultados. Por ello, lo sustantivo de la información es su capacidad para estimular la toma de decisiones y, en consecuencia, para la acción. Su disponibilidad posibilita identificar alternativas de actuación, reduce la incertidumbre en cuanto a las consecuencias previsibles de las decisiones y permite valorar los resultados obtenidos.

En este último aspecto, el que se refiere al control de gestión, resulta crítico identificar las variables a controlar para cada centro, ya sea la empresa en su conjunto o unidades de rango inferior. Este proceso de selección de la información relevante ha de apoyarse en los dos siguientes criterios:

- *Adecuarla a las necesidades del responsable de la unidad, para propiciar que sea él mismo quien aplique el control de gestión a su centro.*
- *Limitarla al mínimo necesario para reducir los costos de su captura, registro y elaboración y acotar el esfuerzo de quien haya de analizarla.*

La forma convencional de presentar la información en un sistema de control de gestión consiste en agruparla en informes de resultados, por áreas de responsabilidad. Dicho informe compara la situación real con los objetivos, a fin de identificar las desviaciones producidas, especificando además<sup>27</sup>:

- *Causas de la desviación.*
- *Unidad organizativa responsable.*
- *Acciones correctoras a tomar.*
- *Plazo y costo de la implementación.*

También es conveniente incluir una previsión de la evolución futura de las desviaciones significativas, al objeto de valorar su entidad y repercusión y adoptar decisiones de planificación. Esto se efectúa en el proceso de elaboración de la Última Previsión Anual (UPA)<sup>28</sup>.

El análisis de desviaciones debe evitar el sesgo por interpretaciones parciales que incorporen conflictos de intereses. Aquí debe jugar un papel importante el contraste del área de control de gestión. Estos informes, además de cumplir los requisitos de fiabilidad de su contenido, sencillez en su presentación y oportunidad en su distribución, han de ajustarse al concepto piramidal del control.

---

<sup>27</sup> Koontz. Harold. Elementos de Administración. Editorial. McGraw-Hill/Interamericana. México, 1994.

<sup>28</sup> Es habitual en las empresas de mayor dimensión, que junto al análisis de la cuenta de resultados o del balance general, se incluyan los resultados previstos para todo el ejercicio. La UPA incorpora los resultados obtenidos a la fecha y los estimados para el resto del ejercicio.

Según este criterio los informes de las unidades más simples se deben poder agregar, en cascada ascendente, para, a partir de su consolidación, obtener los informes de resultados del nivel de responsabilidad inmediatamente superior. Al informe resultante habrá que añadirle parámetros de control propios y específicos de cada grado de responsabilidad y que no figuran en los informes de rango inferior. Este procedimiento de síntesis e incorporación de nuevos factores culmina con la elaboración del cuadro de mando a nivel de Dirección. Este esquema permitirá explicar una desviación de rango superior mediante el análisis de sus componentes siguiendo la senda descendente en el diseño de informes.

Los informes de control de gestión se emiten con periodicidad programada. Ello no quiere decir que los responsables operativos deban esperar a recibir el informe respectivo para tomar decisiones correctoras. Son muchas las fuentes de información adicionales que permiten a los responsables identificar problemas, adoptar soluciones y actuar. Por ello, los informes no deben, en principio, incluir sorpresas. Estas deben haber sido identificadas previamente y el informe, con frecuencia, debe contener ya soluciones.

#### 3.4 *Diseño del sistema de control de gestión*<sup>29</sup>.

Una vez que se tiene desarrollada la herramienta de control de gestión, se debe diseñar el sistema que sustentará dicha herramienta. Los aspectos más importantes a considerar en el diseño del sistema deben ser *la estructura y la estrategia de la organización*. Esto entrega mayores probabilidades de lograr que los resultados y el funcionamiento de la empresa sean consistentes con los objetivos planteados para la organización.

---

<sup>29</sup> Pérez – Carballo V., Juan F. Control de la Gestión Empresarial. Madrid. 2000.

La estructura de la organización debe facilitar el funcionamiento de la organización y sus actividades. La forma en que dicha estructura esté definida es clave en el diseño del sistema y tiene profundas implicancias en éste. En particular, *el grado de formalización y centralización de las decisiones*, así como el *tipo de estructura organizativa*, condicionaran las características del sistema.

En primer lugar, el grado en que la formalización influirá en la estructura organizacional, depende de las características del sistema de control. Sabemos que mientras mayor sea la incertidumbre frente a las decisiones, mayor será la dificultad para lograr la formalización de los procedimientos. Los distintos niveles de formalización estarán asociados directamente al tipo de control que la empresa realice.

Para las organizaciones que se desenvuelven en un medio dinámico e incluyen altos niveles de tecnología, el *control ad hoc o por resultados* será adecuado. En casos en que sea difícil definir y formalizar las tareas y por ende medir los resultados de estas mismas, suele utilizarse el sistema de control ad hoc.

El enfoque principal es hacia la identificación de los individuos con la organización, por lo que tendrá como consecuencia que los controles sean más informales, se desarrolla la confianza interpersonal y supervisión directa de los individuos. Aquí los sistemas de información pierden relevancia como mecanismo de control, y se utiliza más como seguimiento de metas, presupuestos y toma de decisiones.

Como una alternativa al control ad hoc aparece el *control familiar*, en donde la cultura de la empresa gira en torno al líder de ésta, por lo que es común que el grupo este cohesionado e identificado con la empresa.

El *control por resultados* es necesario en casos de alto nivel de delegación de funciones, decisiones descentralizadas, donde existen objetivos y estándares respecto de los resultados y se evalúa a los responsables en función de los resultados. Bajo este contexto un sistema de control asociado a los distintos centros de responsabilidad permite asegurar los resultados y reducir la necesidad de supervisión directa, ya que los presupuestos y precios de transferencias se encargan de buena parte de esa labor.

Desde el punto de vista del *grado de centralización de la estructura organizativa*, mientras más *descentralizada* se encuentre la organización más difícil y costoso es realizar el control, por lo que es lógico la preferencia por las estructuras centralizadas.

En la medida que la descentralización sea mayor, también será necesario un sistema de información para control más formalizado y este debe estar enfocado a controlar las variables que inciden de la gestión descentralizada en los diferentes responsables. Normalmente deberían predominar en este sistema los controles financieros y orientación a los responsables, sobre la base de que la planificación está realizada adecuadamente de tal forma de tener una asignación adecuada de recursos para que las distintas unidades puedan cumplir los objetivos locales y a la vez dar cumplimiento a los objetivos globales de la empresa.

Ahora, para una *organización centralizada*, el sistema de control tendrá carácter de poco sofisticado, más bien informal. Los indicadores planteados están enfocados a la calidad y resultados, por lo que las variables utilizadas no necesariamente son del tipo financieras, dado que se busca alcanzar las metas globales de la empresa.

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE ENERSIS S.A.**

#### ***1. Antecedentes Constitutivos.***

El 19 de junio de 1981, la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas filiales. Una de ellas fue la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. En 1985, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFPs), los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

En 1987, el Directorio de la sociedad propuso una división de las distintas actividades de la compañía matriz. De esta forma se crearon cuatro filiales que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987, que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

El 1 de agosto de 1988, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A. En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la compañía, introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de Internet.

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en 5 unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De estas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

Hoy Enersis es uno de los grupos eléctricos privados más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos, generación y distribución, así como también en negocios relacionados a estas actividades.

El desarrollo del negocio de distribución de energía eléctrica en el extranjero lo ha realizado en conjunto con su filial Chilectra, empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en Santiago de Chile. Sus inversiones en generación de energía eléctrica en el país y el extranjero los han desarrollado principalmente a través de su filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).

Adicionalmente, está presente en negocios que complementan sus actividades principales mediante participación mayoritaria en las siguientes compañías: Synapsis, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. y Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (CAM).

## **2. Estructura de Propiedad.**

Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de agosto de 1988 la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A.

Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas, en la de Nueva York, en forma de American Depositary Receipts<sup>30</sup> (ADR's) y en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX).

Su negocio principal es la explotación, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas.

---

<sup>30</sup> Son certificados que emite un banco comercial norteamericano para ser transados en el mercado de valores de EEUU. Cada documento representa una determinada cantidad de acciones, bonos u otro instrumento financiero de una compañía nacional, constituyendo por lo tanto, una alternativa directa a la emisión directa de acciones en EE.UU., para cualquier compañía externa que desee obtener fondos.

Sus activos totales ascienden a M\$13.005.845.107 al 31 de diciembre de 2010. Enersis controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cinco países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú).

En 2010, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a M\$486.226.814 y el resultado operacional se ubicó en M\$1.704.300.738. A fines de 2010, daba ocupación directa a 12.264 personas, a través de sus empresas filiales presentes en América Latina.

Su capital social es de M\$ 2.824.882.834, representado por 32.651.166.465 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie. Al 31 de diciembre de 2010 se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

<b>ACCIONISTAS</b>	<b>NÚMERO DE ACCIONES</b>	<b>PARTICIPACIÓN %</b>
Endesa Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	60,62
Administradoras de Fondos de Pensiones	4.674.519.060	14,32
ADR's (Citibank N.A. según circular N°1375 de la SVS)	4.116.020.300	12,61
Corredores de Bolsa, Compañías de Seguros y Fondos Mutuos	1.746.516.863	5,35
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	744.345.981	2,28
Fondos de Inversión Extranjeros	104.941.282	0,32
Otros Accionistas	1.470.239.506	4,50
<b>Total</b>	<b>32.651.166.465</b>	<b>100</b>

*Fuente: Memoria Enersis 2010*

### **3. Estructura Organizacional.**

#### **Directorio**

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los cuales duran un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El actual Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas del 22 de abril de 2010 y está conformado por:

<b>NOMBRE</b>	<b>CARGO</b>
Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente
Andrea Brentan	Vicepresidente
Rafael Miranda Robredo	Director
Leonidas Vial Echeverría	Director
Hernán Somerville Senn	Director
Rafael Fernández Morandé	Director
Eugenio Tironi Barrios	Director
Patricio Claro Grez	Director

*Fuente: Memoria Enersis 2010*

#### **Ejecutivos Principales**

<b>NOMBRE</b>	<b>CARGO</b>
Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
Massimo Tambosco	Subgerente General
Alfredo Ergas Segal	Gerente Regional de Finanzas
Ramiro Alfonsín Balza	Gerente Regional de Planificación y Control
Angel Chocarro García	Gerente Regional de Contabilidad
Domingo Valdés Prieto	Fiscal
Francisco Silva Bafalluy	Gerente Regional de Servicios Generales
Juan Pablo Larraín Medina	Gerente Regional de Comunicación
Eduardo López Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
Alba Marina Urrea Gómez	Gerente Regional de Auditoría
Carlos Niño Forero	Gerente Regional de Recursos Humanos

*Fuente: Memoria Enersis 2010*

## **Distribución de Recursos Humanos**

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a sociedades consolidadas, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2010, era la siguiente:

<b>COMPAÑÍA</b>	<b>EJECUTIVOS SUPERIORES</b>	<b>PROFESIONALES Y TÉCNICOS</b>	<b>TRABAJADORES Y OTROS</b>	<b>TOTAL</b>
Enersis (1)	11	295	103	409
Endesa Brasil (2)	25	2.395	345	2.765
Endesa Chile (3)	42	2.152	178	2.372
Chilectra (4)	10	563	146	719
Edesur	11	1.816	800	2.627
Edelnor	8	446	99	553
Codensa (5)	11	1.032	40	1.083
Synapsis (6)	6	349	32	387
Cam (7)	8	973	332	1.313
Manso de Velasco (8)	1	25	10	36
<b>TOTAL</b>	<b>133</b>	<b>10.046</b>	<b>2.085</b>	<b>12.264</b>

*Fuente: Memoria Enersis 2010*

1. Incluye: ICT Servicios Informáticos.
2. Incluye: Ampla, Coelce, CIEN, Cachoeira Dourada, Fortaleza, En-Brasil Comercio e Servicios, TESA y CTM.
3. Incluye: Ingendesa (Chile, Brasil y Perú), Pehuenche, Celta, El Chocón, Edegel, Emgesa, Costanera, Túnel El Melón, GasAtacama, HidroAysén y Consorcio ARA-Ingendesa
4. Incluye: Chilectra, Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.
5. Incluye: Codensa y Empresa Eléctrica Cundinamarca.
6. Incluye: Synapsis Chile, Synapsis Argentina, Synapsis Colombia, Synapsis Perú y Synapsis Brasil.
7. Incluye: CAM Chile, CAM Argentina, CAM Colombia, CAM Perú y CAM Brasil.
8. Incluye: Aguas Santiago Poniente, Const. y Proyecto Los Maitenes.

#### **4. Identificación de los Controladores.**

El controlador directo de la Compañía es Endesa Latinoamérica S.A., sociedad española que posee un 60,62% de la propiedad de Enersis.

Endesa Latinoamérica S.A., por su parte, es controlada en un 100% por Endesa S.A., sociedad domiciliada en España cuyos principales accionistas al 31 de diciembre de 2010, y de conformidad con lo que publica la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores de España) son: Enel Energy Europe S.R.L., con un 92,063% (Enel Energy Europe S.R.L., a su vez, es controlada en un 100% por Enel S.P.A.).

#### **5. Objeto Social.**

La sociedad tiene como objeto realizar la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero.

Tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- *la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,*
- *al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,*

- *las telecomunicaciones e informática, y*
- *negocios de intermediación a través de Internet.*

En el cumplimiento de su objeto principal la compañía debe desarrollar las siguientes funciones:

- *promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la compañía;*
- *proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse;*
- *supervisar la gestión de sus empresas filiales;*
- *prestar a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.*

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta General de Accionistas, la Sociedad podrá invertir en:

- *la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas;*

- *toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.*

## **6. Negocios de la Compañía.**<sup>31</sup>

Enersis comenzó con su proceso de expansión internacional en 1992, mediante la participación en distintas privatizaciones de los países vecinos del continente, desarrollando así, una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Perú, Colombia y Brasil.

El negocio de Generación se realiza principalmente a través de su filial Endesa Chile. En este segmento, el Grupo Enersis posee filiales operativas en Argentina, a través de Endesa Costanera y El Chocón; en Brasil, a través de las filiales Cachoeira Dourada y Endesa Fortaleza; en Colombia, a través de Emgesa y en Perú, por medio de Edegel. En su totalidad, la capacidad instalada del Grupo Enersis ascendió a 13.893 MW a diciembre de 2010 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 54.672 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 62.828 GWh.

En la industria eléctrica, la segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y térmica es natural, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación térmica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica del agua de los embalses y ríos.

---

<sup>31</sup> Ver Anexo N°7: Descripción de los negocios de la compañía por país.

El 62% de su capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, mientras que el 38% restante de fuentes térmicas. Por ello, la política comercial que la generadora defina resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

La empresa realiza el negocio de Transmisión de energía eléctrica a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, CIEN, filial de Endesa Brasil, con una capacidad de 2.100 MW.

El negocio de Distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Endesa Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2010, las principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 62.806 GWh. En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 12 millones de clientes.

Asimismo, Enersis cuenta con negocios en las áreas de soluciones eléctricas a través de CAM; en el área de proyectos inmobiliarios con Manso de Velasco y en el área de tecnología de la información, por medio de Synapsis.

## **7. Política de Inversión y Financiamiento.**

### **Inversiones.**

La empresa considera que existe un potencial a largo plazo para un crecimiento importante en la demanda energética per cápita en América del Sur, además de un crecimiento significativo producto de las tendencias demográficas, por lo cual pretende aprovechar su conocimiento y posición de mercado, como la principal compañía eléctrica en el sector privado de la región, para:

- *Intensificar las ganancias mediante la ampliación de los clientes libres.*
- *Mejorar sus márgenes de explotación al reducir los gastos de explotación de sus negocios.*
- *Aprovechar el crecimiento demográfico constante en las regiones donde opera.*

#### **a) Áreas de Inversión.**

Energis efectúa inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas:

- *Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.*
- *Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.*

- *Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.*

b) Límites máximos de Inversión.

Los límites máximos de inversión por cada área corresponderán a los siguientes:

- *Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales.*
- *Inversiones en otras empresas filiales, tales que, la suma de las proporciones de los activos fijos correspondientes a la participación en cada una de estas otras empresas filiales, no supere a la proporción de activo fijo correspondiente a la participación en las filiales del sector eléctrico y de Enersis.*

c) Participación en el control de las áreas de inversión.

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enersis, se procederá, en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- *Se propondrá en las Juntas Generales de Accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a la participación de Enersis en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales.*
- *Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.*

- *Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas.*
- *Se mantendrá un control permanente de los límites de endeudamiento, de forma tal que las inversiones o aportes que se realicen o se planifique realizar no impliquen una variación fuera de norma de los parámetros que definen los límites máximos de inversiones.*

*d) Programa de inversiones en capital.*

La empresa coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales y créditos entre empresas con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones de su financiamiento.

Las filiales operacionales desarrollan planes de gastos de capital independientes que se financian sobre la base de fondos internos o el financiamiento directo. Una de las metas es concentrarse en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como los proyectos para reducir las pérdidas de energía.

Por otra parte, al concentrarse en la totalidad del grupo Enersis y al pretender prestar servicios a todo el grupo, se busca reducir el nivel de inversión necesaria al nivel individual de cada filial en ciertas áreas como los sistemas de adquisición, telecomunicaciones e informática.

Para el período comprendido entre el 2005 y el 2010, la empresa desembolsó aproximadamente \$1.884 mil millones en gastos de inversión en sus filiales de propiedad mayoritaria, incluyendo Endesa – Chile. La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital hechos por las filiales durante el citado período:

		<b>GASTOS DE CAPITAL</b> <b>2005 - 2010</b> <b>(EN MIL MILLONES DE \$)</b>
<b>Generación Eléctrica</b>	Endesa Chile (Chile, Argentina, Colombia, Brasil y Perú)	490
<b>Distribución Eléctrica</b>	Chilectra (Chile)	233
	Edesur (Argentina)	285
	Cerj (Brasil)	272
	Coelce (Brasil)	303
	Codensa (Colombia)	202
	Edelnor (Perú)	84
<b>Otros Negocios</b>		15
<b>TOTAL</b>		<b>1.884</b>

*Fuente: Formulario 20-F Securities and Exchange Comisión, 2010.*

### **Financiamiento.**

#### *a) Nivel máximo de endeudamiento.*

El límite máximo de endeudamiento de Enersis estará dado por una relación deuda total/patrimonio más interés minoritario igual a 2,2 veces del balance consolidado.

#### *b) Atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos.*

Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en Junta General de Accionistas (Ordinaria o Extraordinaria).

*c) Atribuciones de la administración para convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones.*

La administración de la sociedad podrá convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones reales o personales, ajustándose a la ley y a los estatutos sociales.

*d) Activos esenciales para el funcionamiento de la sociedad.*

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis, las acciones representativas de los aportes que esta efectúe a su filial Chilectra S.A.

**8. Líneas de Acción.**

El objetivo principal de Enersis es maximizar el valor económico de su patrimonio a través de un crecimiento estable fundado en negocios eléctricos rigurosamente evaluados y administrados. El cumplimiento de dicho objetivo está sustentado en una estrategia de inversiones enfocada a aumentar el valor económico de las empresas filiales y coligadas así como a la adquisición de nuevas empresas.

En dicho contexto, ha basado su estrategia en:

- 1. **Aumentar la rentabilidad de los negocios:*** la compañía, durante 2010, continuó mejorando el retorno de las principales filiales, tanto en el negocio de generación, como en distribución de energía eléctrica. Así, por ejemplo, los retornos sobre los ingresos operacionales en ambas líneas de negocios mostraron importantes avances, resultado de la constante aplicación de mejoras en los procesos productivos, como consecuencia de la permanente investigación realizada.

2. ***Incrementar el valor de la inversión para sus accionistas:*** cabe destacar el crecimiento de más de un 179% en el valor de la capitalización bursátil de la compañía en los últimos 10 años. Lo anterior, producto de la mejor y más informada percepción que el mercado ha internalizado respecto de la adecuada diversificación de los negocios administrados por Enersis. En efecto, el Grupo capitalizó adecuadamente el crecimiento experimentado por las economías de los cinco países en que opera, lo cual impactó favorablemente la demanda por energía, insumo esencial en la sustentabilidad del desarrollo.
  
3. ***Fortalecer el balance y la posición financiera:*** se traduce en mantener ratios robustos y el calce natural de las monedas entre los flujos de caja y las obligaciones con terceros, además de la protección de las variaciones de la tasa de interés y del tipo de cambio, junto con una fuerte liquidez y acceso a los mercados locales e internacionales, ha sido indispensable para disponer de una mejor y más sana estructura financiera.
  
4. ***Aprovechar las mejores oportunidades de inversión:*** Enersis está permanentemente evaluando las mejores opciones de crecimiento en ambas líneas de negocios, en los actuales países de operación. En este contexto, la compañía analiza rigurosamente las diferentes alternativas, teniendo presente la contribución que cada una de ellas pueda efectuar a los tres puntos previamente comentados. Un factor clave de esta materia considera la realización de inversiones que demanden en forma significativa la experiencia, las habilidades gerenciales y capacidades de operación de Enersis y sus filiales. Este requisito exige realizar inversiones en empresas en las cuales se tenga definitiva injerencia en su gestión y operación, así como la facultad de aprobación o rechazo de sus proyectos de inversión.

5. ***Mejorar sus estándares de calidad de servicio:*** la empresa es consciente en que suministra un bien esencial para el desarrollo social y económico de las comunidades donde opera. Por ello, se esfuerza día a día en ser más eficaz y conocer a sus clientes, con el objeto de ofrecer soluciones sólidas y en línea con sus necesidades. Como compañía dispone de una organización atenta y en permanente contacto con el mercado y sus diferentes actores.

## **9. Competencia.**

En el negocio de la generación de energía eléctrica, las compañías compiten en mayor medida sobre la base de su experiencia técnica y su confiabilidad y, en el caso de los clientes no regulados, los precios. La filial Endesa - Chile, compite en el SIC principalmente con otras dos generadoras eléctricas, *AES Gener* y *Colbún S.A.* Además de esos dos grandes competidores, existe una variedad de otras entidades menores que generan electricidad en el SIC.

La empresa cree que cuenta con una fuerza competitiva considerable en el SIC debido a su gran capacidad diversificada, su extendida presencia geográfica, su experiencia técnica, su servicio al cliente y las relaciones comerciales de larga data. Por otra parte, puesto que el 72,2% de su capacidad instalada se deriva de centrales hidroeléctricas, por lo general sus costos de producción son menores que las generadoras eléctricas en el SIC, cuya producción proviene de centrales térmicas. Sin embargo, durante los períodos de sequía prolongada, a menudo la empresa se ve obligada a comprar electricidad más costosa al precio spot de las generadoras termoeléctricas con el fin de satisfacer sus obligaciones contractuales.

Además, a través de su filial Celta, cuenta con una central térmica de 182 MW conectada al SING, que representa aproximadamente el 5% de la capacidad total del SING. Mediante su compañía coligada Gas Atacama Generación Limitada, la empresa tiene una participación adicional en el SING, con un total de 21,6% de la capacidad instalada total del SING en el 2010. Las principales generadoras que operan en el SING son: *Electroandina, Edelnor S.A., Norgener S.A. y AES Gener S.A.*

Dentro del mismo sector de la generación de energía eléctrica en Argentina, las filiales Costanera y El Chocón, también compiten con otras operadoras importantes del país, tales como *AES Alicura, Capex, Petrobras y Pluspetrol*. La filial peruana, Edegel, compite con *Electroperú y Egenor*. La filial colombiana Emgesa, compite con *Empresa Pública de Medellín, Isagen, Corelca, EPSA y Chivor*. Finalmente, la filial brasileña Cachoeira Dourada, compite con otras importantes operadoras privadas en el mercado brasileño, incluyendo *CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletropaulo y Eletrobrás*, la compañía estatal.

Las distribuidoras que participan en el sistema eléctrico chileno son: *Empresa Eléctrica de Arica, Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad, Empresa Eléctrica de la Frontera y Luz Andes Limitada*. En Argentina, otras distribuidoras son: *Empresa Jujeña de Energía (EJESA), Empresa de Distribución de Energía de Tucumán (EDET), Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR) y Empresa de Distribución de la Plata (EDELAP)*. En Brasil, otras distribuidoras son: *CPFL, Brasiliana de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel*. En Colombia, otras distribuidoras que participan son: *Empresa de Energía Cundinamarca, EEP Medellín, Electrificadora de la Costa Atlántica y Electrificadora del Caribe*. Por último, en Perú, otras distribuidoras que participan son: *Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, ENOSA, Hidrandina y ENSA*.

## **10. Factores de Riesgo asociados a las Operaciones.**

Enersis es una sociedad cuyos activos corresponden principalmente a la inversión realizada en sus filiales. Para hacer frente a sus obligaciones financieras, depende de los dividendos, créditos, pagos de intereses, reducciones de capital y otros pagos que recibe de las filiales, además de la emisión de su propio capital social y capacidad de endeudamiento.

Atendida la naturaleza de los negocios, así como la diversificación geográfica de sus inversiones, existen diversos factores de riesgo que podrían amenazar la estabilidad del negocio en alguno de los países donde opera. Sin embargo, la larga experiencia en el negocio eléctrico en la región le permite buscar y aplicar todas las medidas preventivas posibles orientadas a evitar o moderar los imprevistos o el daño que pudiesen provocar cuestiones exógenas a su quehacer.

Aún cuando los factores de riesgo muchas veces se presentan de manera combinada o bien tienen efectos correlacionados, sólo para los efectos de este informe se ofrece la siguiente estructura principal:

### **➤ Riesgos Operacionales / Comerciales.**

Parte importante del negocio de algunas filiales depende de las condiciones hídricas de la zona en que operan y, por ello, eventuales condiciones de sequía pueden tener un impacto negativo en la rentabilidad de Enersis. Casi el 62% de la capacidad de generación consolidada en Latinoamérica es hidroeléctrica, por lo tanto, las condiciones hidrológicas adversas pueden tener un impacto negativo en el negocio y en los resultados operacionales.

Durante los períodos de sequía, la electricidad proveniente de las centrales térmicas se despacha con mayor frecuencia, esto incluye la electricidad que proviene de aquellas generadoras que utilizan gas natural, fuel oil y carbón como combustible. Los gastos de explotación aumentan durante estos períodos y, según el alcance de los compromisos contraídos, es posible que se tengan que realizar compras de electricidad a terceros con el fin de cumplir con la energía contratada. El costo de estas compras de electricidad en el mercado spot puede superar el precio acordado, ocasionando pérdidas. Por lo mismo, las filiales de generación han desarrollado una prudente política comercial que consiste básicamente en contratar alrededor del 70% de la capacidad, reduciendo así, la exposición a variaciones bruscas en el mercado spot durante períodos de escasez de agua.

Si cualquiera de las autoridades regulatorias impusiese una política de racionamiento, producto de condiciones hidrológicas extremadamente adversas en los países en que se opera, la condición comercial y financiera y los resultados operacionales podrían verse afectados.

Lo anterior, sin embargo, es permanentemente monitoreado por las áreas comerciales de cada compañía con el objeto de evitar los efectos negativos provenientes de estas circunstancias.

En Argentina, el bajo precio que los reguladores impusieron al gas natural ha afectado directamente la producción y las inversiones en los depósitos de este hidrocarburo, lo que a su vez impacta la disponibilidad de dicho combustible en Chile. La escasez de gas natural puede obligar a las generadoras eléctricas a recurrir al uso del más costoso fuel oil, lo que aumenta sustancialmente los costos de producción.

Una fuerte demanda de electricidad en la región central de Chile, junto con el bajo nivel de inversiones en el sector eléctrico en el pasado, hace que esta zona se exponga a los efectos adversos de la crisis del gas natural argentino.

➤ **Riesgos Económico / Financieros.**

La capacidad de las filiales de pagar dividendos, intereses y créditos o efectuar otras distribuciones a la matriz, está sujeta a ciertos límites legales, tales como restricciones contractuales y los controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cinco países en los que operan las compañías, y depende, además, de sus resultados finales.

Los resultados de las filiales y coligadas dependen, a su vez, de las condiciones macroeconómicas de los países en que operan. La tasa de crecimiento del producto y la variación de la actividad económica agregada intensiva en consumo eléctrico impactan sobre la demanda de energía y, por lo tanto, sobre el nivel de ventas. Asimismo, la inflación, los tipos de cambio y evolución de las tasas de interés, son elementos importantes en la determinación de los resultados financieros de las compañías.

En este sentido, aún cuando la diversificación de los flujos en cinco países, en dos líneas de negocios, constituye una protección natural, Enersis utiliza productos financieros destinados a moderar el impacto eventual de cambios drásticos en los tipos de cambio y tasas de interés.

La manera en que se valorizan las inversiones extranjeras de la compañía, de conformidad con los principios contables chilenos obliga a convertir los activos y pasivos no monetarios de las filiales no chilenas y compañías asociadas al dólar, a tipos de cambio históricos. Debido a este tratamiento contable, es posible que no se incluya en el balance reportado el efecto de una devaluación sobre los activos no monetarios en los países en que se encuentran las filiales e inversiones, puesto que no se reflejan las devaluaciones de las monedas locales frente al dólar o al peso chileno. Precisamente, como una forma de moderar el impacto de las apreciaciones o devaluaciones de las monedas locales frente al dólar de los EE.UU., se está denominando la deuda de las filiales en su respectiva moneda local.

Finalmente, Enersis tiene deuda sujeta a resguardos financieros y otras restricciones contractuales estándares que se relacionan con índices máximos de endeudamiento al flujo de caja, de endeudamiento - EBITDA<sup>32</sup>, de deuda - patrimonio y con los índices de flujo de caja relacionado con el gasto financiero.

Una parte significativa del endeudamiento de la empresa contiene disposiciones de Cross-default<sup>33</sup> que podrían dar lugar a su pago anticipado cuando quedan en incumplimiento otras deudas de montos superiores a los 30 millones de dólares, en forma individual. En el caso que los acreedores demanden la aceleración inmediata de los compromisos, una parte significativa de su endeudamiento se encontraría vencida.

---

<sup>32</sup> EBITDA (“Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization”) es un indicador financiero que se obtiene a partir del Estado de Resultados o Estado de Pérdidas y Ganancias de una empresa. Representa el margen o resultado bruto de explotación de la empresa antes de deducir los intereses (carga financiera), las amortizaciones o depreciaciones y el Impuesto sobre sociedades. Este indicador se ha consolidado, en los últimos años, como uno de los más utilizados para medir la rentabilidad operativa de una empresa.

<sup>33</sup> Cláusula normalmente recogida en los contratos y convenios de crédito la cual, si el acreedor de una obligación la esgrime, llevaría aparejada la ejecución unilateral de la obligación ante una mora o incumplimiento por parte del deudor de otras obligaciones no necesariamente relacionada con la obligación que nos interesa, ni tan siquiera con el mismo acreedor.

Por último, la permanente preocupación de la administración, en cuanto a contar con un balance fuerte y una situación financiera sólida, ha sido claramente ratificado por las agencias clasificadoras de riesgo las que, de manera unánime, mejoraron el rating o las expectativas de rating de Enersis.

➤ **Riesgos Políticos / Regulatorios.**

Considerando que gran parte de los negocios de generación y distribución constituyen actividades reguladas, ellas están expuestas a cambios regulatorios y tarifarios efectuados por las autoridades de los distintos países donde operan sus sociedades filiales y coligadas. Estas actuaciones podrían, en efecto, impactar las utilidades de la compañía.

Adicionalmente, las filiales operacionales están sujetas a regulaciones de orden ambiental. En efecto, a cada proyecto se le exige contar con un riguroso estudio de impacto ambiental como antecedente esencial de su evaluación global. Posterior a ello, son presentados a las autoridades a objeto de dar debida satisfacción a los requerimientos institucionales y legales que cada país exige.

Asimismo, atendida la obligatoriedad de suministro en las áreas de concesión, toda vez que la energía eléctrica es considerada insumo básico, sus actividades pueden estar sujetas a multas regulatorias producto de cualquier infracción a las regulaciones vigentes, incluyendo fallas en el suministro de energía o problemas en la calidad de este.

Algunas economías latinoamericanas en las que tiene inversiones Enersis se han caracterizado por ocasionales y drásticas intervenciones por parte de entidades gubernamentales. Por ejemplo, las autoridades argentinas implementaron en 2002 una serie de medidas de control monetario y de cambio que han afectado negativamente los resultados operacionales de las filiales en ese país, lo que podría continuar impactándola negativamente.

Aún cuando los riesgos mencionados son de difícil anticipación, Enersis efectúa un monitoreo permanente de la situación jurídica, legal y normativa sectorial con el objeto de evaluar tendencias que en estos ámbitos pudiesen resultar desfavorables para los negocios del Grupo en la región.

### **CAPÍTULO III**

#### **DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES REALIZADAS**

Dentro de la Gerencia de Planificación y Control de Inversiones (P&C), la informante se desempeñó en el Área de Control de Inversiones y Riesgos dependiente de la Sub Gerencia del mismo nombre, específicamente en el área de Reporting.

Antes de detallar el trabajo realizado, los problemas encontrados y las soluciones propuestas, es necesario entender cómo se estructura dicha gerencia, cuáles son las funciones que realiza y en qué herramientas se traduce dicho trabajo. Es necesario exponerlo ya que el problema encontrado tiene directa relación con el funcionamiento del área.

#### **Gerencia Regional de Planificación y Control.**

Funcionalmente, las Gerencias de Planificación y Control (P&C) de todas las empresas de Latinoamérica dependen de la Gerencia Regional de P&C con base en Chile. La organización es a través de dos líneas de negocio (LLNN), de forma que hay un gerente de control para la LLNN de Generación y un gerente de control para las LLNN de Distribución y Servicios. A su vez, los gerentes de control de las distintas empresas dependen funcionalmente de estos gerentes de LLNN. Dependiendo de las empresas, estas gerencias pueden tener funciones adicionales a las de planificación y control.

Además, la Gerencia Regional de Planificación y Control de Enersis depende de la de Endesa Internacional y a su vez, ésta de la Subdirección General Corporativa con base en España.

Dentro de Enersis, P&C es:

- ***Un Sistema de Dirección:*** que permite a la compañía alcanzar los objetivos fijados.
- ***Un Sistema de Presupuestación:*** que facilita la identificación de las unidades de análisis y presupuestación, marcando objetivos monetarios y no monetarios con una secuencia lógica de agregación de “abajo a arriba” con el esquema centro de seguimiento/actividad.
- ***Un Sistema de Control de Gestión:*** que permite realizar el control de la eficiencia y eficacia con la que se realizan las diferentes actividades respecto a los objetivos establecidos.
- ***Un Sistema de Medición/Diagnóstico:*** que permite medir los costos de las actividades en función de los parámetros clave de negocio, facilitando la realización de comparaciones (benchmarking<sup>34</sup> interno).

---

<sup>34</sup> Se define como un proceso continuo y sistemático de medir el desempeño de los productos, servicios y procesos de una empresa, comparándolas con las empresas líderes de la industria. La comparación le permite a la empresa establecer cuáles son sus principales fortalezas y debilidades frente a la industria en a cual se desenvuelve.

Las funciones de la Gerencia Regional de P&C de Enersis se traducen en:

- ***Reporting al Grupo Endesa España:*** acerca del control de inversiones mensual por empresa. Cada mes se analizan los resultados por compañías y el de Enersis como grupo consolidado. Se hace un seguimiento cada mes de los temas críticos por compañía (por ejemplo: contingencias tributarias, renegociación de contratos, dificultades financieras).
- ***Reporting interno adicional:*** informe mensual de costos fijos de Enersis.
- ***Presupuestos y planificación:*** Programa Operativo Anual y Plan a Mediano Plazo (POA-PM<sup>35</sup>), Utilidades por Acción (consolidadas y de Enersis matriz). El proceso de elaboración del POA-PM toma entre agosto y diciembre.
- ***Coordinar en Latinoamérica la realización de todos los procesos anteriores:*** se establecen los calendarios mensuales y los del POA-PM, se envían las instrucciones necesarias, se organizan las reuniones de los POAs, se verifica que las empresas hayan cargado en fecha en Business Warehouse (BW)<sup>36</sup>, en definitiva, todo lo que conllevan estos procesos.
- ***Centralizar, apoyando al Gerente General, el establecimiento de los objetivos anuales de los Gerentes de Enersis:*** por un lado, se coordinan con Endesa Internacional los que se refieren al Gerente General y luego estos se despliegan hacia los Gerentes de Enersis. Cada mes se analiza el cumplimiento de los objetivos de Enersis (no el de cada Gerente). Una vez cerrado el año se apoya al Gerente General en la evaluación de objetivos de Enersis y de los Gerentes.

---

<sup>35</sup> Es el plan económico formado por el Plan Operativo Anual (POA), que establece la previsión anual y actualizada de las actuaciones más significativas previstas en el ejercicio, y el Plan a Medio Plazo (PM) que contiene la previsión de los siguientes 5 años.

<sup>36</sup> Sistema mecanizado de información que permite la captura, almacenamiento y explotación de la información de control de gestión del Grupo Endesa.

- **Directorios de Enersis:** se preparan los temas para la cuenta del Gerente General, el Informe sobre el Estado del Sistema y otros temas que puedan solicitar (como presentaciones sobre propuestas de inversión, situación de proyectos de fusión, presentación de alguna compañía, etc.).
- **Apoyo a Relación con Inversores** en la explicación de los resultados trimestrales, **a Finanzas** en la elaboración de la Memoria Anual (verificación de todos los datos que se facilitan) y en la realización del Formulario 20-F<sup>37</sup> (inversiones y proyecciones), **a Endesa Internacional** para la Memoria de Endesa España y en las presentaciones a las Agencias de Rating.
- **Centralización de las pruebas de recuperabilidad de activos:** que se requieren en el cierre contable de diciembre en los GAAP chileno, GAAP US<sup>38</sup> y NIC<sup>39</sup>, para todas las empresas de Latinoamérica. Se apoya a contabilidad (de Enersis y de Endesa España) con las valoraciones y las presentaciones a los auditores externos. Esto está coordinado con las LLNN de Generación y Distribución, para que ninguna compañía facilite datos distintos a los auditores locales.

---

<sup>37</sup> Es el informe anual de la empresa de conformidad con lo dispuesto en la sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934 y que solicita cada año la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La función principal de la SEC es proteger a los inversionistas y mantener la integridad de los mercados de valores.

<sup>38</sup> Los US GAAP ("Generally Accepted Accounting Principles") son los principios de contabilidad generalmente aceptados y usados por las compañías basadas en los E.E.U.U. o listadas en Wall Street. Abarcan un volumen masivo de estándares, interpretaciones, opiniones y boletines y son elaborados por el FASB (Directorio de estándares de contabilidad financiera), el gremio contable (AICPA) y el SEC (Securities and Exchange Commission). Los US GAAP son una combinación de estándares autorizados por organizaciones reguladoras y maneras aceptadas de llevar la contabilidad.

<sup>39</sup> Las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) son un conjunto de normas que establecen la información que deben presentarse en los estados financieros y la forma en que esa información debe aparecer, en dichos estados. Son normas de alta calidad, orientadas al inversor, cuyo objetivo es reflejar la esencia económica de las operaciones del negocio, y presentar una imagen fiel de la situación financiera de una empresa. Las NIC son emitidas por el International Accounting Standards Board (anterior International Accounting Standards Committee). Hasta la fecha, se han emitido 41 normas, de las que 34 están en vigor en la actualidad, junto con 30 interpretaciones.

- ***Realización de valoraciones internas y análisis de rentabilidad de las compañías de Enersis.***
- ***Análisis de proyectos de inversión y operaciones societarias:*** bien de proyectos recibidos de las filiales o de operaciones teóricas que se planteen en el grupo.
- ***Análisis de Riesgos:*** mensualmente se analizan los informes de riesgos financiero y de negocio y se remiten a los miembros del Comité de Riesgos de Enersis (CRENI).
- ***Elaboración de encuadres macroeconómicos y actualización de tasas WACC<sup>40</sup>.***
- ***Normas:*** aunque se define esta responsabilidad como de Recursos Humanos, es esta gerencia la que participa centralizando y subiendo a la red la normativa de Enersis, colaborando en la definición de nuevas normas de Endesa España que afecten al área (por ejemplo, aprobación de gastos e inversiones) y difundiéndolas entre los controllers<sup>41</sup> del grupo en Latinoamérica.
- ***Responsables de seguridad de la información en Enersis.***

Todas las funciones anteriores se materializan en los siguientes instrumentos de control, los cuales son divididos por área de Planificación y área de Reporting.:

---

<sup>40</sup> WACC (Weighted Average Cost of Capital): Promedio Ponderado del Costo de Capital o Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC). Tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para valuar una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos.

<sup>41</sup> El controller es el responsable de elaborar los presupuestos de la empresa y compararlos con el día a día del negocio. Después de analizar por qué se producen las desviaciones, aconseja a la dirección en la toma de decisiones.

**a. Planificación Estratégica y Operativa:**

- ***Planificación Estratégica a Largo Plazo (PE):*** Es el plan económico que establece la previsión anual y actualizada de las inversiones y gastos de una empresa o grupo de empresas con un horizonte a 10 años y debe estar basado en un plan de actividad a 15 años.
- ***Plan a Medio Plazo (PM):*** Es el plan económico que establece la previsión anual y actualizada de las inversiones y gastos de una empresa o grupo de empresas con un horizonte a 5 años. Debe de ser coherente con la Planificación Estratégica a Largo Plazo (PE).
- ***Plan Operativo Anual (POA):*** Es el plan económico que establece la previsión anual de las inversiones y gastos de una empresa o grupo de empresas previstos para un ejercicio determinado. Debe ser coherente con el Plan a Medio Plazo (PM).

Son instrumentos de elaboración anual en los que se recogen los objetivos, estrategias y programas de la Empresa teniendo en cuenta su posición competitiva actual y la situación en que pretende encontrarse al final del horizonte temporal en el que se concreta el PE y POA/PM.

En estos instrumentos converge el proceso de planificación interna de las empresas filiales y deben permitir a los accionistas:

- *Aprobar las líneas estratégicas a largo y medio plazo en los distintos ámbitos.*

- *La aceptación de los objetivos a corto plazo que se resumen en un conjunto de acciones clave y el resultado económico a conseguir, así como determinadas operaciones significativas que deben ser previamente conocidas por los accionistas.*

**b. Sistema de Reporting:**

Se efectúa a partir de los siguientes instrumentos:

- ***Síntesis avanzada de Gestión mensual (SAG):*** síntesis de la Gestión y Hechos Relevantes, riesgos y oportunidades que puedan afectar al cumplimiento del POA o última UPA (Última Proyección Anual)<sup>42</sup>.
- ***Informe Mensual de Gestión:*** es el instrumento mediante el cual la empresa da a conocer la actividad desarrollada y el cumplimiento de los objetivos y programas de actuación contenidos en el POA para cada una de las áreas funcionales.
- ***Seguimiento Trimestral de Inversiones:*** da a conocer el avance y explica las desviaciones de los planes de inversiones de cada compañía.
- ***Informe al Directorio.***
- ***Cierre del Ejercicio.***

---

<sup>42</sup> Corresponde a la última estimación ajustada del presupuesto de inversión y gastos.

Una vez expuesto el funcionamiento de la gerencia a continuación se desarrolla el capítulo:

### ***1. TRABAJO DESARROLLADO.***

Dentro de la Gerencia de P&C de Inversiones de Enersis S.A., la informante se desempeñó en el Área de Reporting, dependiente de la Sub Gerencia de Control de Inversiones y Riesgos.

Las funciones principales fueron:

- *Soporte en sensibilización de Estados Financieros y análisis de resultados.*
- *Soporte a la construcción de curvas forward, swap y curvas cero cupón mediante obtención de datos de commodities<sup>43</sup> a través de la plataforma Bloomberg.*
- *Actualización de archivos con curvas y tasas de cambio para Chile y sus filiales.*
- *Análisis de curvas forward, tipos de cambio, matriz de contratos West Texas Intermediate (WTI) Crude Future en Bolsa Intercontinental y en Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX).*
- *Soporte a la construcción del Country Forecast<sup>44</sup> mediante la obtención de datos de la Economist Intelligence Unit.*
- *Soporte en elaboración de reportes: Informe Mensual de Gestión, Síntesis Anticipada de Gestión e Informe del Estado del Sistema de Generación.*
- *Análisis y construcción de Reporte de Rentabilidades.*

---

<sup>43</sup> Materias primas y productos básicos susceptibles de negociación en los mercados de derivados.

<sup>44</sup> Consiste en la actualización de la proyección de los estados financieros del POA – PM. Presenta datos macroeconómicos de cada país en donde Enersis tiene filiales.

- *Recepción y envío de reportes mensuales de Inversiones de las filiales para Endesa España, Endesa Chile y Enersis S.A.*
- *Confección de tablas con resumen de informes de analistas de inversiones externos para posterior elaboración de reflexión estratégica 2007.*
- *Realización de las presentaciones para Directorio: Informe Mensual de Gestión de Inversiones Consolidado (febrero 2007) y de Inversiones POA – PM 2007 – 2011.*

## **2. PROBLEMAS ENCONTRADOS.** <sup>45</sup>

Dentro de las funciones de la informante se encontraba la recepción y el envío de reportes mensuales de Inversiones de las filiales para Endesa España, a raíz de esto fue posible determinar que se presentaba un problema al momento de ***realizar el seguimiento mensual de las inversiones o cuando la matriz española necesitaba conocer algún dato específico con profundidad***, porque la información acerca de las inversiones de las distintas filiales era entregada por las mismas en un informe creado por cada empresa, sin un diseño homogéneo en cada una, que contenía datos que para las filiales eran importantes y no necesariamente tenía que serlo para Enersis o para la matriz española.

En Enersis cada vez que la matriz necesitaba de información específica de algún proyecto, alguna cifra, la respuesta al por qué de alguna desviación, la cantidad de información recogida que había que revisar era la de 18 filiales y de, al menos, 100 páginas por informe.

---

<sup>45</sup> Para mayor claridad en Anexo N°8 se analiza el proceso de reporting de las filiales.

Por lo tanto, la información no se encontraba con el detalle requerido cada mes, lo que implicaba tener que averiguar dentro de cada empresa, informe por informe o a través de cada controller, con la consiguiente demora en el envío de la información.

Anteriormente decíamos que una de las características del control de gestión era precisamente que su información debía *“favorecer el proceso global y no obstruirlo”*, sin embargo, existiendo un informe emitido por cada filial resultaba sumamente dificultoso el hecho de tener que buscar un dato específico, con la consiguiente pérdida de tiempo que ello implicaba y dado que, generalmente, la información se necesitaba en el momento en que era solicitada.

### **3. SOLUCIONES Y ACCIONES PROPUESTAS.**

Al existir un Informe Mensual de Gestión de Inversiones (IMG) emitido por cada filial, se propuso a la Gerencia de P&C un IMG que *consolidara* la información más relevante de todas las empresas pertenecientes al grupo. De esta manera, cuando la matriz necesitase consultar y/o comparar información específica de sus filiales no tendría que buscar en cada archivo sino que estaría toda la información concentrada en un solo informe. Dicho informe estaría vinculado a los IMG de todas las filiales vía BW, por lo tanto, la posibilidad de entregar información errada era prácticamente nula.

Este IMG de Inversiones Consolidado, que es emitido por la Gerencia Regional de P&C de Enersis, pretende mostrar **en forma resumida** la situación de las inversiones en las empresas del grupo y de los principales proyectos de inversión que se desarrollan en los negocios de Distribución, Generación y Servicios en Latinoamérica (incluyendo empresas de gestión delegada<sup>46</sup>).

---

<sup>46</sup> Las empresas de gestión delegada son: Eepsa (Perú), Docksud (Argentina) y Cemsa (Argentina).

El informe analiza el avance tanto físico como económico, a fin de proponer las eventuales medidas correctoras si existe desviación en los proyectos.

#### **4. DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS<sup>47</sup>**

El *Informe Mensual de Gestión “IMG” consolidado*, con independencia de su utilización en la empresa como sistema de reporting mensual, es el mecanismo formal establecido por el grupo Endesa España por el que una compañía reporta a su accionista acerca de la gestión realizada anual, el cumplimiento de los objetivos anuales y la última previsión sobre los mismos.

El informe presenta inicialmente un resumen general que permite establecer la inversión neta de Enersis al cierre del mes (en pesos chilenos, euros y dólares) y su porcentaje de representación en el presupuesto anual.

Se analiza además el perímetro Enersis (en pesos chilenos y dólares) y el perímetro Enersis más empresas de gestión delegada (en euros y dólares). En ambos casos la información figura por negocios (Distribución, Generación y Servicios). Se presenta igualmente un resumen en pesos chilenos, indicando las variaciones que se presentan POA y Año Anterior (AA) y el grado de avance sobre el POA anual. Se presenta además el detalle por empresa en pesos chilenos y euros.

---

<sup>47</sup> Ver Anexo N°9: Informe Mensual de Gestión de Inversiones Consolidado Enersis S.A.

Posteriormente, se realiza el análisis en moneda local, separando las inversiones en Capex<sup>48</sup>, Crecimiento y Financieras, por negocio y por compañía. Además, se adjunta un breve detalle explicativo de la situación de cada empresa y sus desviaciones, en el cual se señala si se encuentra sobre o bajo el POA y la razón que justifica tales desviaciones.

En el caso de las inversiones en crecimiento y financieras, además de la información antes señalada, se agregan los hechos relevantes de proyectos en desarrollo, como por ejemplo, grado de avance real versus el programado, situación legal (permisos ambientales, demandas, etc.), actividades asociadas, etc. De entre todos los proyectos con inversiones en crecimiento se elige uno sobre el cual se profundiza cada mes.

Finalmente, en anexos se presentan las inversiones en Capex Distribución en moneda local, presentando los 10 mayores proyectos de cada país, comparando los valores reales acumulados con el POA y con el Año Anterior, así como grado de avance sobre el presupuesto anual.

La realización del IMG consolidado es responsabilidad del analista de inversiones de Enersis y en él analiza los resultados del mes y/o acumulados, expone los puntos críticos gestionales de las empresas, las oportunidades y amenazas y cualquier otro aspecto relevante que afecte o pudiera afectar a la compañía.

En este sentido, y para dar cabal cumplimiento a la consolidación de la información, la empresa estableció que deben cumplirse las siguientes normas como una manera de homogeneizar los informes de todas las filiales:

---

<sup>48</sup> Capital Expenditures: toda la inversión material e inmaterial necesaria para mantener los niveles de actividad actuales de la compañía y no existe posibilidad de renunciar a ella.

- *Todos los meses debe ser emitida una Síntesis Avanzada de Gestión (SAG) formalmente por el responsable de P&C de la Empresa.*
- *Las primeras páginas de ese SAG reflejarán: Síntesis de la Gestión y Hechos Relevantes, riesgos y oportunidades que puedan afectar al cumplimiento del POA o última UPA.*
- *El responsable de Control debe firmar dicho SAG.*
- *Una copia de dicho SAG será remitido –además del circuito normal que tenga establecido- a la Dirección Corporativa de P&C del Grupo Endesa de forma simultánea con su envío al Director de P&C de la línea de Negocio (p.ej. Distribución) y al Director de P&C del Holding (p.ej. Enersis) o Subholding.*
- *Asimismo el Códice (soporte informático del SAG) mensual debe ser enviado a:*
  - *Dirección de P&C de ENDESA Chile.*
  - *Dirección de P&C de ENERSIS.*
  - *Dirección de P&C de CHILECTRA.*

La información de los IMG debe ser contable y el analista responsable deberá estar en condiciones de explicar los estados financieros de la empresa y reconciliar la información del IMG con dichos estados financieros. Asimismo constituye la base de comparación para:

- *Realizar el seguimiento, a lo largo del año, de la actividad que desarrollan las empresas y negocios.*
- *Controlar del cumplimiento de los objetivos presupuestarios y de las actuaciones recogidas y aprobadas en el Programa Operativo Anual.*

Cabe señalar que toda la información registrada en el IMG de Inversiones Consolidado se presenta en formato Power Point, el cual está vinculado por medio de “sábanas” (planillas Excel del sistema SIE 2000<sup>a</sup>) que contienen la información contable de las distintas filiales. Por lo tanto, como se dijo anteriormente, la posibilidad de incurrir en algún error de digitación es nula, ya que cada vez que se utiliza el formato del IMG el sistema, por defecto, envía un mensaje en donde solicita actualizar la información.

## **5. SUGERENCIAS.**

El control de gestión dentro de las empresas es un punto clave, esto porque permite a las compañías coordinarse, evaluar el desempeño de sus unidades de negocios, mantener motivados a sus trabajadores, y lo más importante, permite alinear sus metas hacia un objetivo común. Sin un sistema de control eficaz la compañía podría enfrentar problemas que podrían obligarla a terminar con una de sus unidades o con el total de sus actividades.

Tomando en cuenta lo difícil que resulta introducir cambios dentro de empresas de esta envergadura, básicamente por el temor y la negativa al cambio de la alta dirección, las mejoras a futuro van por el lado del perfeccionamiento del propio IMG, tomando en cuenta las fortalezas que presenta la misma empresa. Por ejemplo:

- ***Enersis cuenta con un negocio propio, Synapsis<sup>49</sup>, dedicado a las soluciones tecnológicas:*** por lo tanto, el costo de implementar las mejoras al informe sería muy bajo, comparado con lo que podría costar implementar alguna tecnología existente como SAP. El costo asociado sería sólo la capacitación a los controllers responsables de cada país. Así se aprovechan las sinergias del grupo.

---

<sup>49</sup> Ver Anexo N°6: Descripción de los negocios de la compañía por país.

- ***Cuenta con los recursos tecnológicos necesarios para perfeccionar el informe:***  
Business Warehouse, un sistema mecanizado de información que permite la captura, almacenamiento y explotación de la información de control de gestión del Grupo Endesa y el SIE200A, un sistema de información corporativo, que es el instrumento empleado para el soporte a la gestión de las compras, contabilidad, activos fijos, control y tesorería. Por lo tanto, no se trata de crear un nuevo soporte informático, sino de mejorar el existente.

Se propone realizar un análisis de las tecnologías existentes en los puntos críticos de las empresas del Grupo para detectar altos costos, duplicidad de funciones, disparidad de soluciones y falta de calidad. Posterior a ello, ejecutar un Plan de Sistemas de Control de Gestión para toda la compañía, con el objetivo de homogeneizar a los cinco países.

Las ventajas de esta implementación serían:

- *Mediante sistemas comunes que unifican las estructuras de información y facilitan el análisis conjunto se evita que cada empresa cuente con sistemas aislados de información, se logra una cultura común y un lenguaje único en el tratamiento de los procesos de negocio.*
- *Además se logra un sistema que da beneficios tanto a trabajadores como a la organización, ya que las tareas de éstos se realizan más fácilmente y la organización las conoce y las controla.*
- *Se logra manejar áreas comunes a todas las empresas, como ocurre con los temas presupuestarios, de compras, comercial, además de compartir información con la cabeza del Grupo. Además, permite consolidar resultados automáticamente y aunar criterios para el control de gestión.*

## **CAPÍTULO IV**

### **CONCLUSION**

La administración de organizaciones del tamaño y complejidad como las actuales exige parcelarlas en unidades especializadas y de menor dimensión. Esta partición conlleva aplicar principios de descentralización y delegación. El primero, para acercar a la gestión a la realidad del mercado y de las operaciones internas de la empresa. El segundo, para que la dirección comparta responsabilidades con un equipo de gestores en consonancia con la envergadura de las actividades desarrolladas por la empresa. Ambos, para lograr una mayor eficacia.

La función de control surge, de esta manera, como un requisito obligado para evaluar el resultado de las decisiones delegadas así como el interés y conveniencia de cada una de las actividades que componen la cartera de la empresa.

Pero el control de gestión no sólo ha de permitir valorar el comportamiento de las actividades aisladas y las actuaciones de sus respectivos gestores, sino que, además, constituye un instrumento para modelar los procesos de coordinación y participación. La gestión de empresas exige de sus dirigentes que impongan, responsablemente, su autoridad sobre el colectivo que integra la organización. Al amparo de esta exigencia, el control de gestión ofrece un mecanismo valioso para contribuir a perfilar una cultura y un entorno de gestión tendientes a estimular y aunar esfuerzos individuales.

Por medio de la realización de esta práctica profesional se pudo determinar que, en el ámbito internacional el contar con herramientas confiables, precisas y oportunas cobra mayor importancia. Un reto principal de las corporaciones multinacionales es la evaluación de sus unidades estratégicas de negocios internacionales. La forma en que una organización evalúa y mide el desempeño determina la motivación de las decisiones y acciones de los gerentes de las subsidiarias en el extranjero.

Sin embargo, también fue posible determinar que la falta de consideración de los objetivos estratégicos de una subsidiaria o la identidad cultural de su gestión es un error que muchas corporaciones internacionales cometen cuando exportan su sistema de evaluación de la casa matriz a sus subsidiarias en el extranjero. Esto generalmente da como resultado que las decisiones de las subsidiarias son incongruentes con las metas y objetivos corporativos.

Es un hecho que el control es de una gran importancia tanto en una firma nacional como internacional, pero cobra una mayor relevancia cuando esta es internacional, ya que siendo de mayor tamaño se torna más complicada de coordinar. Aunque en este trabajo no se ha tocado el tema de la coordinación cabe mencionar que control y coordinación van de la mano; no se puede hacer un control eficiente si no hay una buena coordinación entre las partes de una empresa (subsidiarias, áreas funcionales, empleados), y a su vez se hace difícil coordinar las actividades y partes de una firma si no se cuenta con un buen sistema de control.

En la actualidad, la existencia de entornos complejos, dinámicos, caracterizados por una gran presión competitiva debido a fenómenos como la globalización y el desarrollo tecnológico, han hecho necesaria la incorporación de diversas herramientas de control y de gestión dentro de las organizaciones para desarrollar una dirección estratégica eficiente y eficaz.

El propósito de este trabajo fue apoyar la planificación estratégica de Enersis S.A., a través del diseño de un sistema de control de gestión consolidado. Si bien la empresa había llevado adelante un proceso al permitir que cada filial reportara a la matriz con un informe particular, no se había logrado implementar una metodología que permitiera el control sistemático y en conjunto.

En consecuencia, el desafío que se ha planteado a la alta administración es avanzar en la implementación de un mecanismo que junto con facilitar esta instancia de retroalimentación, sea flexible y capaz de conjugar aspectos internos y externos para satisfacer las necesidades de información de quienes tienen un rol clave en la toma de decisiones.

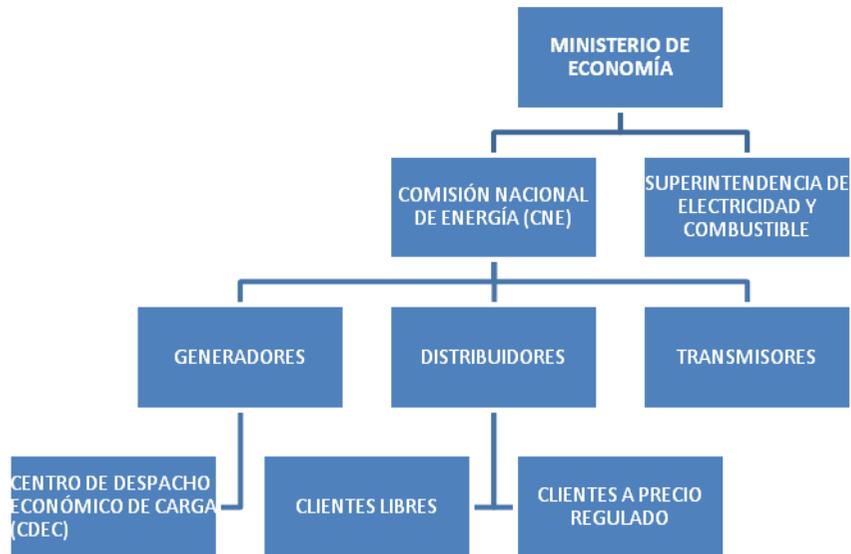
Sobre la base de los resultados obtenidos, se puede concluir que la implementación de esta herramienta de gestión no cambia la estructura de la empresa, pero propone un cambio en la filosofía que orienta sus acciones, permitiendo importantes avances en la instalación de un proceso de aprendizaje organizacional y mejoramiento continuo en la empresa, al resolver las limitaciones de los indicadores de gestión que se utilizan actualmente, los cuales se encuentran dispersos y tienen en gran medida un carácter de corto plazo.

De las experiencias revisadas se puede concluir que el control de gestión es fundamental en todo tipo de empresas, es por esto que no debe ser descuidado y se deben ir revisando y modificando (si corresponde) sus sistemas constantemente para evaluar su efectividad y éste es el objetivo que persigue el Informe Mensual de Gestión de Inversiones y todas aquellas mejoras que en él la empresa logre implementar en el futuro.

## **ANEXOS**

*Anexo N°1: Operación del Sistema Eléctrico en Chile<sup>50</sup>.*

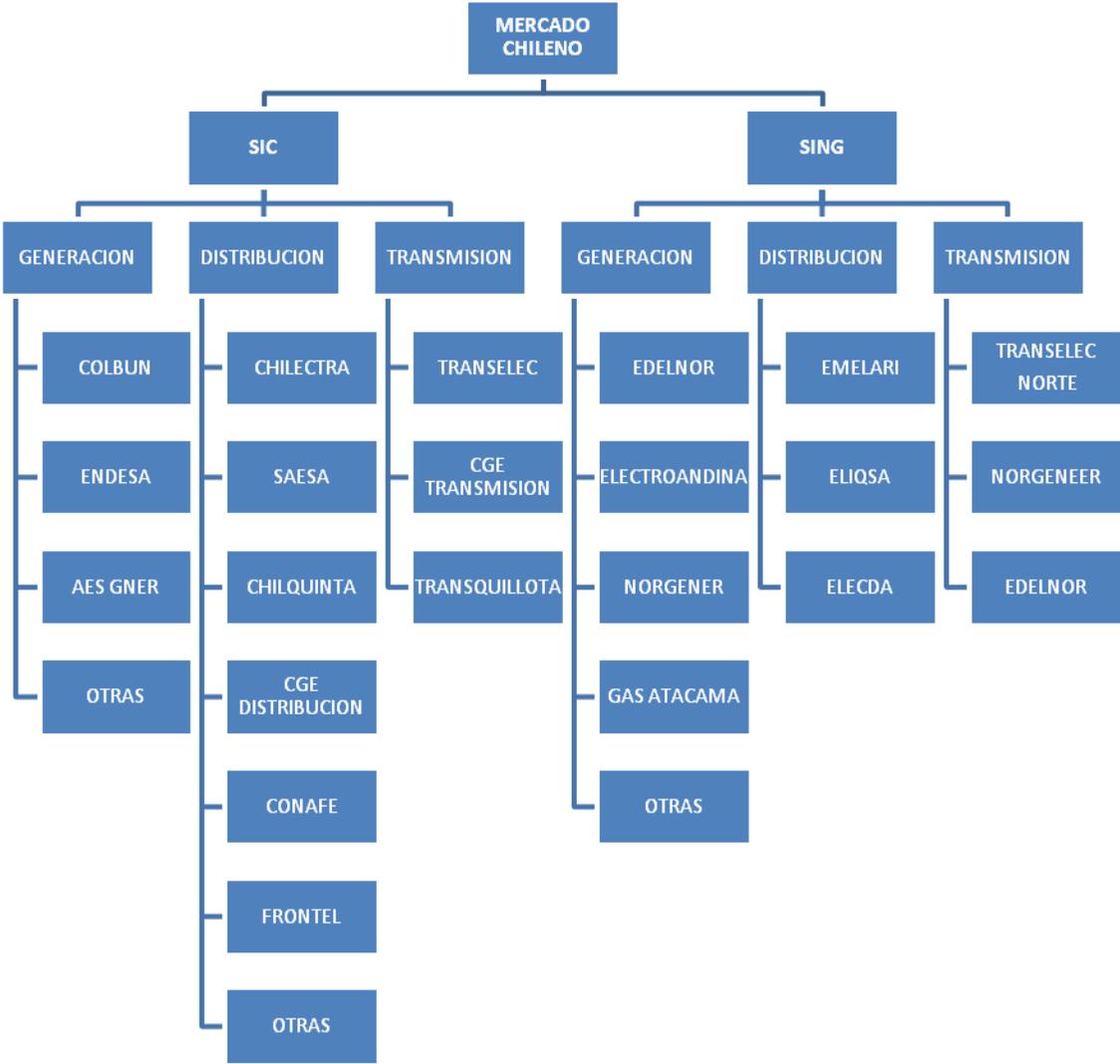
**PRINCIPALES RELACIONES ENTRE AGENTES**



---

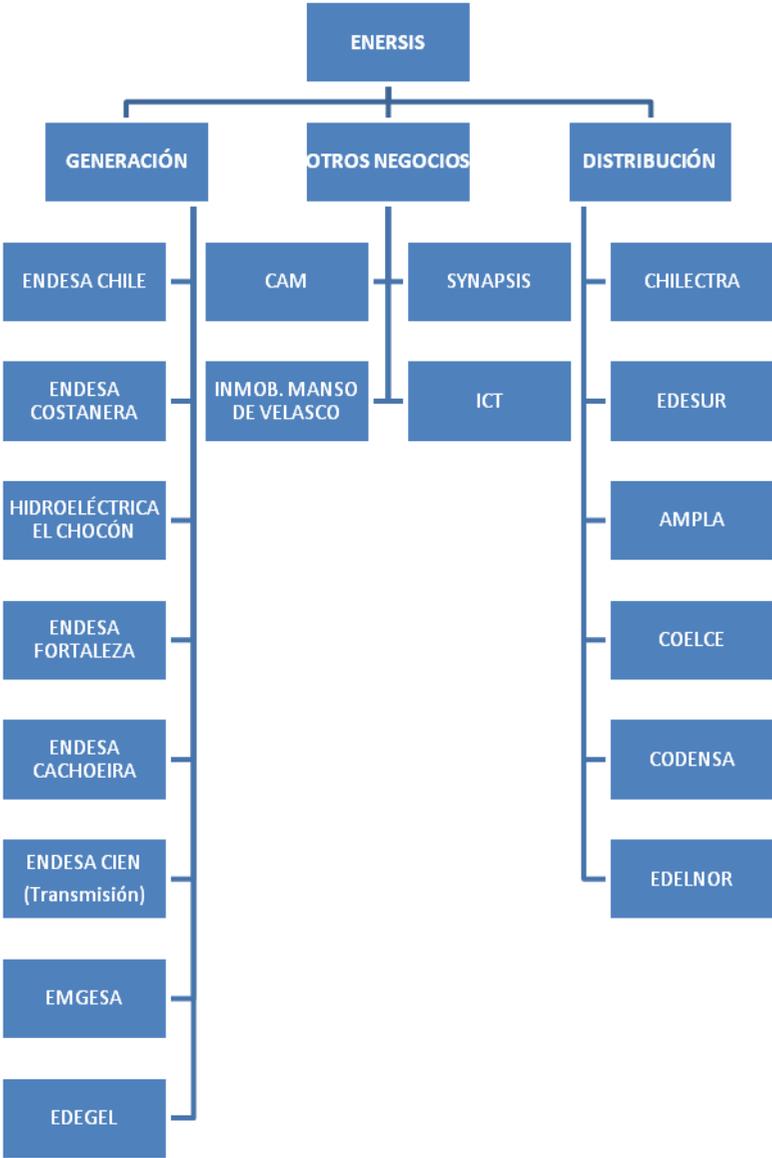
<sup>50</sup> Fuente: Aguirre Leo, Francisco. Sector Eléctrico en Chile, Evolución del negocio y sus precios. Conferencia Banco Bice, septiembre 2009. [www.electroconsultores.cl](http://www.electroconsultores.cl).

*Anexo N°2: Diagrama del Mercado Eléctrico Chileno<sup>51</sup>.*



<sup>51</sup> Fuente: Aguirre Leo, Francisco. Sector Eléctrico en Chile, Evolución del negocio y sus precios. Conferencia Banco Bice, septiembre 2009. [www.electroconsultores.cl](http://www.electroconsultores.cl).

*Anexo N°3: Estructura social de las filiales de Enersis S.A.<sup>52</sup>*



<sup>52</sup> Fuente: Elaboración propia con base en datos Memoria Enersis 2010.

**Anexo N°4: Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile: Ley Corta I.**

<b>MODIFICACIÓN</b>	<b>ANTES</b>	<b>COMENTARIO</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Claro esquema de la forma en que se tarificará el uso de los sistemas de transmisión.</li> <li>➤ Divide la red de transmisión en: sistema troncal, subtransmisión y adicional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La distribución del pago de la transmisión era según uso predominante (50% generación y 50% demanda).</li> <li>➤ Valoración de activos de transmisión poco transparente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor claridad y transparencia en la fijación de los peajes.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Creación del panel de expertos. Órgano especializado para la resolución de controversias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conflictos se resolvían en tribunales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor claridad en los procesos.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Clientes Libres: rebaja límite a 500 kW a partir de Abril de 2006. Duración mínima de los contratos de 4 años. Cambio con 1 año de preaviso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El Umbral de Elegibilidad estaba situado en 2000 kW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor mercado de clientes libres.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Banda de ajuste Precio de Nudo teórico c/r a Precio Clientes Libres: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculo con valores reales.</li> <li>• Se toman 4 meses.</li> <li>• Hasta un 5% según la diferencia de precio entre clientes libres y el teórico.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La banda era de un 10%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor sinceramiento del valor del Precio de Nudo, para amortiguar los efectos de la Crisis de Gas de Argentina.</li> </ul>

*Fuente: Endesa Chile: Ambiente Regulatorio Latinoamérica, Octubre de 2006.*

La Ley Corta I establece una mejora en el pago de la red de Transmisión, logrando mayor transparencia en la fijación de dichos valores.

**Anexo N°5: Últimas modificaciones regulatorias relevantes en Chile: Ley Corta II.**

<b>MODIFICACIÓN</b>	<b>ANTES</b>	<b>COMENTARIO</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Licitaciones a precio fijo de largo plazo para los contratos de las Distribuidoras.</li> <li>➤ El precio promedio resultante de cada Distribuidora no podrá diferir más de un 5% del precio promedio nacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Precio de Nudo: máximo valor para energía y potencia, cada seis meses.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Distribuidoras con contrato de suministro a más largo plazo, y a los Generadores poner en valor sus activos a un precio de mercado.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Banda de Cálculo del Precio de Nudo: banda varía entre el 5% y el 30%.</li> <li>➤ De esta forma se consigue reflejar los desajustes en el mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El Precio de Nudo resultante del cálculo de la CNE se comparaba con el Precio Medio Libre con una banda del 5%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor sinceramiento del valor del Precio de Nudo.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayores Costes Planes de Seguridad: se incluye dentro del Precio de Nudo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El cálculo del Precio de Nudo no incluía estos costes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor sinceramiento del valor del Precio de Nudo.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Participación en el CDEC: Generación, Distribución y Transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sólo participaban Generación y Transmisión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mayor participación de los agentes del sector.</li> </ul>

*Fuente: Endesa Chile: Ambiente Regulatorio Latinoamérica, Octubre de 2006.*

La Ley Corta II constituye una eficiente señal de inversión para el sector eléctrico a mediano y largo plazo.

**Anexo N°6: Descripción de los negocios de la compañía por país.**

**1. ARGENTINA.**

***Generación Eléctrica.***

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Argentina a través de *Endesa Costanera* y *El Chocón*, en las cuales controla, directa e indirectamente, un 41,8% y 39,2% de la propiedad, respectivamente. Estas empresas poseen en conjunto cinco centrales, sumando 3.652 MW. Dicha potencia representó a 2010 el 14% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica del Grupo Enersis llegó a 10.480 GWh, el 9% del total generado en dicho país, representando la producción hidroeléctrica un 19%. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 11.098 GWh, un 10% del total vendido.

*Endesa Costanera* y *El Chocón* participan en sociedades a cargo de la construcción de dos nuevos ciclos combinados, iniciativas coordinadas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM<sup>53</sup>), con un 5,51% y 15,35% de la propiedad, respectivamente.

Durante 2010, comenzó la operación a ciclo abierto de las turbinas a gas de las centrales termoeléctricas Manuel Belgrano y José de San Martín, estimándose el cierre de los ciclos para el segundo semestre de 2010, fecha en la cual, las empresas comenzaron a recuperar sus acreencias con los flujos generados.

---

<sup>53</sup> Fondo para Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM, que busca la normalización del mercado eléctrico mayorista argentino.

## **ENDESA COSTANERA.**

Se ubica en la ciudad de Buenos Aires y posee una central a vapor de 1.138 MW, la que puede generar con gas natural o fuel oil. Es la unidad más grande de su tipo en Argentina. También opera dos centrales de ciclo combinado de 859 MW y 327 MW cada una, totalizando una capacidad instalada final de 2.324 MW. En 2010, la generación neta fue de 8.540 GWh y las ventas totales de 8.543 GWh.

En materia regulatoria, el MEM continuó intervenido por la autoridad en la tarificación del precio de venta de energía horaria y el pago de lo producido por los generadores. Por efecto de dichas medidas, la sociedad recibió parcialmente el pago de sus acreencias mensuales.

## **EL CHOCÓN.**

Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. Opera una central hidráulica de embalse artificial de 1.200 MW y otra de 128 MW que utilizan las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar, totalizando una capacidad instalada de 1.328 MW.

Durante 2010, la compañía centró su atención en diversificar la cartera de clientes, mediante la comercialización en mercados alternativos al spot, priorizando relaciones rentables de largo plazo con clientes de probada solidez comercial.

Respecto a los proyectos de inversión, es importante destacar el término de la elevación de la cota del embalse de Central Arroyito, iniciativa que permitirá aumentar su generación en torno a los 69 GWh/año. Esta nueva capacidad fue enmarcada como Energía Nueva autorizada a ingresar al Plan de Energía Plus concebido por el gobierno argentino, siendo Arroyito el primer proyecto hidráulico de dicho plan.

### ***Distribución Eléctrica.***

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, el 65,4% de la propiedad. La participación de mercado de esta filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 20%.

### **EDESUR.**

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur de la ciudad de Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la Capital Federal y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km<sup>2</sup>, por un periodo de 95 años a partir del 31 de agosto de 1992.

Dicho periodo consiste en uno inicial de 15 años y ocho adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el periodo inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

En 2010, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.262.231 clientes, un 1,5% más que el año anterior. Del total, 87% son clientes residenciales, 11,6% comerciales, 1,1% industriales y 0,3% otros usuarios. Las ventas de energía ascendieron a 16.160 GWh, cifra que representó un aumento de 2,1%. Esta se distribuyó en 40,8% al sector residencial, 26,1% al segmento comercial, 9,1% al sector industrial y 24% en otros.

## **2. BRASIL.**

Enersis participa en Brasil a través de **Endesa Brasil**. Desde octubre de 2005, Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil con una participación directa e indirecta del 53,6%.

El objetivo de la reorganización de todos los activos en Brasil fue simplificar la estructura organizacional, permitiendo así una mayor eficiencia, transparencia en los flujos y estabilidad a los flujos de cajas locales, optimizando los costos de financiamiento. Adicionalmente, mejorar el financiamiento proveniente de terceros y por último, fortalecer el posicionamiento del Grupo para optar a nuevas oportunidades de inversión.

### ***Generación Eléctrica.***

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Brasil a través de **Endesa Brasil** y sus filiales **Cachoeira Dourada** y **Endesa Fortaleza**, en las cuales posee, directa e indirectamente, el 53,4% y el 53,6% de la propiedad, respectivamente. Estas dos centrales, una hidroeléctrica y otra térmica, suman una capacidad instalada total de 987 MW, constituyendo aproximadamente el 1% de la capacidad instalada del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Brasil alcanzó los 3.378 GWh, 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 98%. Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 7.093 GWh, un 2% del total vendido en el sistema.

### **CACHOEIRA DOURADA.**

Se ubica en el Estado de Goias, a 240 km al sur de Goiania. Su capacidad instalada de 665 MW es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba. La generación neta durante 2010 fue de 3.308 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 4.403 GWh, ambas menores respecto al año anterior.

Pese a lo anterior, los mejores resultados del 2010 fueron consecuencia de la acertada política comercial consistente en adecuar los contratos de venta de energía, a lo que se sumó el elevado precio registrado durante los primeros meses en el mercado de energía. Asimismo, se realizaron inversiones en mantenimiento de la central y cuatro proyectos medioambientales.

### **ENDESA FORTALEZA.**

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 322 MW que utiliza gas natural.

La generación fue de 71 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron 2.690 GWh, un 8% mayor y un 1% menor en relación al año anterior, respectivamente. Los menores resultados de esta central se debieron al menor margen de compra venta de energía en el periodo, producto de los altos precios spot a los que se debió comprar.

Las perspectivas de la empresa para el año 2010 fueron mantener las ventas contractuales con Coelce y realizar inversiones tanto de mantenimiento como relativas al ámbito medioambiental.

### ***Distribución Eléctrica.***

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica en Brasil a través de Endesa Brasil y sus filiales **Ampla y Coelce**. Enersis, directa e indirectamente, posee el 69,9% y el 34,9% de dichas compañías, respectivamente.

La participación de mercado de las filiales en Brasil, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 5%.

#### **AMPLA.**

Es una compañía de distribución de energía eléctrica que abarca el 73% del territorio del estado de Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.054 km<sup>2</sup>. Entrega servicio de energía eléctrica a 2.466.468 clientes, del total, 89,7% corresponden a clientes residenciales, 6,8% a comerciales, 0,2% a industriales y 3,3% a otros usuarios.

Durante 2010, la compañía vendió 9.119 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 1,5% respecto a 2007. Del total de energía vendida, un 39% correspondió a usuarios residenciales, 12,6% a clientes industriales, 18,9% a comerciales y 29,5% a otros.

#### **COELCE.**

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.825 km<sup>2</sup>. Los clientes de Coelce alcanzaron a 2.841.838, de cuyo total, un 75% corresponde al segmento residencial, un 5,3% al sector comercial, un 0,2% al segmento industrial y un 19,5% a otros. Respecto al año anterior, el número de abonados aumentó un 5,7%.

Las ventas de energía alcanzaron a diciembre de 2010 los 7.571 GWh, un 4,8% superior a 2009. Del total vendido, un 33,2% fue a clientes residenciales, 18,8% a usuarios comerciales, 16,8% a clientes industriales y 31,2% a otros.

Respecto a la situación tarifaria, durante el año 2010 se llevó a cabo el reajuste anual de tarifas, con un incremento para Coelce de 6,7%, aplicado a contar de abril de 2010.

### ***Transmisión Eléctrica.***

El Grupo Enersis también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, **CIEN**, donde posee un 53,6% de la propiedad.

La Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) es propietaria del lado argentino de la línea de transmisión y CEMSA es la sociedad de comercialización que ha celebrado contratos con generadoras en Argentina para la exportación de electricidad desde dicho país a Brasil y Uruguay.

### **CIEN.**

Permite la exportación e importación de electricidad entre Argentina y Brasil, en cualquier dirección. Para dicho efecto, posee dos líneas de transmisión con una capacidad instalada total de 2.100 MW, que cubren cerca de 500 km desde Rincón Santa María, en Argentina, hasta Itá, en el estado de Santa Catarina en Brasil. Sin embargo, en el último año ha logrado rediseñar su negocio, obteniendo ingresos por concepto de peaje.

En 2010, las ventas de energía de CIEN llegaron a 2.063 GWh, una reducción de 66% respecto al periodo anterior. Esto, como consecuencia del cambio en su estructura de negocio. Al igual que en 2007, CIEN actuó como exportadora e importadora de energía desde Brasil a Argentina. Con esta operación sólo recibió ingresos por la puesta a disposición de sus redes.

Respecto a las perspectivas de la empresa para el año 2010, la compañía continuará buscando la remuneración permanente con el gobierno brasileño. Además, realizará inversiones en el ámbito medioambiental, así como también de mantenimiento.

### **3. CHILE.**

#### ***Generación Eléctrica.***

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Chile a través de **Endesa Chile** y sus filiales, la empresa eléctrica más grande del país en términos de la capacidad instalada, en la cual posee, directamente, el 60% de la propiedad. Además, esta filial está presente en el negocio de servicios de ingeniería.

Endesa Chile y sus filiales poseen y operan un total de 26 centrales generadoras en Chile, 16 de las cuales son hidroeléctricas, nueve térmicas a carbón, petróleo o gas natural, y una central eólica sumando, con ello, una capacidad instalada total de aproximadamente 4.893 MW, representando 36% de la capacidad de Chile.

La generación de electricidad del Grupo Enersis alcanzó 19.807 GWh en 2010, siendo un 70% hidroeléctrica. Dicho monto representó un 35% del total producido. Por su parte, las ventas físicas de energía sumaron 19.808 GWh, un 38% del total vendido.

### **ENDESA CHILE.**

Endesa Chile suministra electricidad a las principales distribuidoras, a las grandes empresas industriales no reguladas (principalmente de los sectores de la minería, la celulosa y la siderurgia) y al mercado spot.

Los contratos de suministro más importantes que posee la compañía con clientes regulados corresponden a los suscritos con Chilectra y CGE, las dos distribuidoras más grandes de Chile.

### **PEHUENCHE.**

Opera en la VII Región y posee 3 centrales hidráulicas de embalse, totalizando una capacidad instalada de 699 MW. Curillinque se alimenta de manera indirecta de la laguna del Maule y La Invernada; Loma Alta aprovecha, además, las aguas del río Colorado, y Pehuenche se alimenta de las fuentes ya mencionadas, y del embalse Melado y algunos afluentes menores. Enersis posee, directa e indirectamente, un 55,6% de la propiedad de la compañía.

### **PANGUE.**

Se ubica en la VIII Región, a 100 km al oriente de Los Ángeles. Su capacidad instalada de 467 MW es hidráulica de embalse y utiliza las aguas del río Biobío. Enersis posee el 57% de la propiedad.

### **SAN ISIDRO.**

Se ubica en la V Región, a 8 km de Quillota. Es un ciclo combinado con tecnología dual, lo que le permite utilizar gas natural y fuel oil para generar. Tiene una capacidad instalada total de 732 MW (San Isidro I de 379 MW y San Isidro II de 353 MW). Enersis posee un 60% de la propiedad.

### **CELTA.**

Sus dos centrales se ubican en la I Región, a 65 km al sur de Iquique. Su capacidad instalada es de 182 MW, térmica de vapor-gas, y utiliza carbón y petróleo para generar. Enersis posee el 60% de la propiedad.

### **CANELA.**

Se ubica en la IV Región, a 80 km al norte de la ciudad de Los Vilos. Posee una capacidad instalada de 18 MW y es el primer parque eólico del SIC, en el cual Enersis posee un 45% de la propiedad. Se estima que la operación del Parque Eólico Canela sustituye anualmente la emisión de hasta 23.400 toneladas de CO<sub>2</sub>.

### **OJOS DE AGUA.**

Mini central hidroeléctrica, ubicada en la VII Región, que se alimenta principalmente de filtraciones de la laguna La Invernada. Su capacidad instalada es de 9 MW. Enersis posee el 60% de la propiedad.

Conscientes de la responsabilidad que implica el liderazgo energético, la empresa desarrolla y analiza diversos proyectos, entre ellos: TG Quintero, Canela II, Bocamina II, Gas Natural Licuado (GNL) Quintero, Hidro Aysén, Los Cóndores, Neltume, Choshuenco y Piruquina.

### ***Distribución Eléctrica.***

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial **Chilectra**, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad.

Según los reglamentos tarifarios de Chile que rigen las actividades de las distribuidoras eléctricas, el área de servicio de Chilectra se define como una zona de alta densidad e incluye todos los clientes residenciales, comerciales, industriales, estatales y aquellos que pagan peajes, entre otros. Santiago constituye el área de mayor densidad poblacional y cuenta con la más alta concentración de industrias, parques industriales e instalaciones comerciales de Chile.

### **CHILECTRA.**

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Comprende 33 comunas de la Región Metropolitana y su zona de concesión abarca 2.037 km<sup>2</sup>, incluyendo las áreas comprendidas por sus filiales, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

Entrega servicio de energía eléctrica a 1.533.866 clientes, un 3,4% más que el año 2007. Del total, 89,9% corresponden a clientes residenciales, 7,8% a comerciales, 0,7% a industriales y 1,6% a otros.

Durante 2010, la compañía vendió 12.535 GWh a sus clientes finales, lo que representa una disminución de 3% respecto a 2009, explicado principalmente por el decreto de racionamiento de energía impulsado por el gobierno.

Chilectra compró energía por un total de 11.797 GWh durante 2010 a varias generadoras del país entre las que destacan: Endesa Chile, AES Gener, Colbún y otros proveedores. Con el objeto de asegurar el suministro y su correspondiente costo, la sociedad tiene contratos de compra de energía a largo plazo con Endesa Chile, AES Gener, Colbún, Carbomet Energía, Sociedad de Canalistas del Maipo, Iberoamérica de Energía IBENER, Hidroeléctrica La Higuera, Hidroeléctrica La Confluencia, Pacific Hydro Chile, Guacolda e HydroChile.

#### **4. COLOMBIA.**

##### ***Generación Eléctrica.***

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Colombia a través de Endesa Chile y su filial **Emgesa**, en la cual posee, indirectamente, el 16,1% de la propiedad. Esta empresa posee una potencia instalada que representó a 2010 el 21% de la capacidad de generación eléctrica de ese país.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 24% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 22% del total vendido.

##### **EMGESA.**

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P. Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá.

La conforman once centrales que totalizan una potencia de 2.895 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las once centrales existentes, nueve son hidroeléctricas y dos térmicas.

Durante 2010, Emgesa declaró en operación comercial una nueva unidad en Central Cartagena, ampliando con ello, la capacidad instalada desde los 142 MW a 208 MW. La generación neta fue de 12.905 GWh y las ventas totales de 16.368 GWh, ambas mayores respecto del año anterior.

Dentro de sus proyectos de inversión se encuentra la Central Hidroeléctrica El Quimbo, unidad que estará ubicada en el departamento de Huila, en el río Magdalena, aguas arriba de Central Betania. Su capacidad instalada será de 400 MW y operará con dos unidades generadoras. Emgesa presentó esta iniciativa a la subasta de cargo por confiabilidad, como resultado del cual se estableció la obligación de entregar energía firme a partir de diciembre de 2014.

Durante 2010, se avanzó en la identificación de oportunidades de desarrollo en Energías Renovables no Convencionales. En dicho marco, se desarrollaron negociaciones para la instalación de torres de medición de viento. Al 31 de diciembre, se habían instalado tres torres con un potencial de desarrollo en torno a 150 MW y se habían cerrado acuerdos para la instalación de dos torres adicionales. Al mismo tiempo, se negocia con el promotor de un proyecto de minicentral hidroeléctrica de 20 MW.

### ***Distribución Eléctrica.***

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica en Colombia a través de su filial **Codensa**, en la cual posee, directa e indirectamente, el 21,7% de la propiedad. La participación de mercado de la filial en Colombia, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 15%.

### **CODENSA.**

Desde 2001, Codensa sólo presta servicios a clientes regulados. Entrega servicio de energía eléctrica a 2.284.855 clientes, un 3,5% más que el año anterior. Del total, 88,3% corresponden a clientes residenciales, 9,9% a comerciales, 1,7% a industriales y 0,1% a otros.

Durante 2010, las ventas de energía alcanzaron 11.822 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 3,3% respecto a 2007. Esta se distribuyó en 35,7% al sector residencial, 15,7% al segmento comercial, 6,3% al sector industrial y 42,3% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador se redujo desde 8,7% a 8,1% en 2010. La gestión para el control de las pérdidas se ha enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para identificación de pérdidas, así como también, en el fortalecimiento de una relación cliente/empresa basada en el conocimiento técnico y la transparencia de las actuaciones.

## **5. PERÚ.**

### ***Generación Eléctrica.***

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Perú a través de Endesa Chile y su filial **Edegel**, en la cual posee, indirectamente, el 19,8% de la propiedad. Esta empresa posee una potencia que representó a 2010 el 28% de la capacidad instalada de generación eléctrica de Perú. La generación eléctrica del Grupo Enersis alcanzó un 27% del total generado en ese país, mientras que las ventas físicas un 32% del total vendido.

### **EDEGEL.**

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La conforman nueve centrales que totalizan una potencia de 1.467 MW. Sólo dos unidades corresponden a plantas térmicas que utilizan gas natural como combustible para generar.

La generación neta de Edegel totalizó 8.102 GWh y las ventas físicas alcanzaron los 8.461 GWh, siendo ambas 5,8% superiores respecto al año anterior. Esto, explicó, en parte, los buenos resultados registrados durante el ejercicio.

En la actualidad, Edegel cuenta con contratos firmes por la plena capacidad de la central de ciclo combinado Ventanilla y por el 50% del proyecto de la unidad TG8 de la central térmica Santa Rosa, a partir de septiembre de 2010.

Durante 2010, se avanzó en la identificación de oportunidades de desarrollo en Energías Renovables no Convencionales. Se ha tramitado y obtenido concesiones temporales para el desarrollo de generación eólica por un total de 1.200 MW. Adicionalmente, se avanzó en estudios destinados a identificar emplazamientos para futuras unidades térmicas e hidroeléctricas.

### ***Distribución Eléctrica.***

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica en Perú a través de su filial **Edelnor**, en la cual posee, directa e indirectamente, el 33,5% de la propiedad. La participación de mercado de esta filial en Perú, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 19%.

### **EDELNOR.**

Edelnor es la empresa concesionaria de servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En el área metropolitana, la concesión de Edelnor comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad.

Edelnor entrega servicio de energía eléctrica a 1.027.750 clientes, un incremento de 4,2% respecto a 2010. De estos, 94,1% son residenciales, 4% comerciales, 0,1% industriales y 1,8% otros clientes.

## **6. OTROS NEGOCIOS.**

### **CAM.**

Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100% en la Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (CAM). Esta orienta sus actividades a las soluciones eléctricas y negocios relacionados, bajo tres líneas de acción: medición y certificación, comercialización y logística y obras eléctricas.

La casa matriz en Chile y sus filiales en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, han consolidado una presencia regional, expandiendo su cartera de clientes en los sectores eléctrico, sanitario, gas, industrial, minero y telecomunicaciones.

Durante el año 2010, CAM continuó su proceso de integración y consolidación regional marcando un énfasis en la búsqueda de nuevos mercados y negocios, y en el desarrollo de productos innovadores. En dicho marco, destacaron la implementación de proyectos de iluminación arquitectónica y ornamental, de servicios para la industria minera y de auditorías, e implementación de soluciones de eficiencia energética.

Además, se concretaron contratos de venta de suministro de equipos eléctricos a Ecuador, de servicios en Colombia y de teledistribución para la distribuidora Light en Brasil. En materia de innovación se crearon más de 30 nuevos productos de alta tecnología, orientados a la gestión y comercialización de la energía eléctrica.

En este mismo contexto, se reforzaron alianzas estratégicas y acuerdos comerciales con una serie de empresas, entre ellas, Phillips, Schneider, EMH y Complant.

## **MANSO DE VELASCO.**

Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., compañía en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%, centra su actividad en el desarrollo de importantes proyectos inmobiliarios y en la asesoría a las empresas del Grupo a nivel latinoamericano, en todo lo relativo a la compra, venta y desarrollo de activos inmobiliarios.

Durante 2010, se realizaron avances en la urbanización y comercialización del proyecto ENEA, destinado al sector industrial, y en la comercialización de propiedades en la comuna de Santiago. En cuanto al primero, continuaron las labores destinadas a ampliar la urbanización de la Fase I y Fase III, con el objeto de permitir la comercialización de dichos terrenos situados al oriente y poniente de Avda. Américo Vespucio.

Al mismo tiempo, ENEA siguió avanzando en el plano comercial, integrando nuevas empresas al Parque de Negocios. Inserto en este proyecto, se encuentra la sociedad Aguas Santiago Poniente S.A., compañía que otorga los servicios sanitarios asociados a dicho desarrollo inmobiliario.

Adicional a las iniciativas anteriores, destaca el proyecto Tapihue, que contempla predios correspondientes a los terrenos asociados a los fundos Tapihue, Amancay –lote B– y La Petaca.

Dentro de su negocio inmobiliario, Manso de Velasco, además, administra un total de 23.972 m<sup>2</sup> edificados, correspondientes a edificios de oficinas y locales comerciales, los cuales se encuentran en su mayoría arrendados a empresas relacionadas y a terceros.

## **SYNOPSIS.**

Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. es una empresa de servicios profesionales en Tecnologías de la Información (TI), donde Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%. Con una experiencia de 20 años en el mercado, se ha posicionado como líder latinoamericano en el campo de las soluciones de TI, principalmente para los mercados de servicios, energía, telecomunicaciones y gobierno.

Ubicada en Santiago de Chile, cuenta con oficinas en las principales ciudades de la región: Buenos Aires en Argentina; Río de Janeiro, Fortaleza y una oficina comercial en Sao Paulo, Brasil; Bogotá, Colombia, y Lima, Perú. De esta manera, asegura la cobertura de gran parte de Latinoamérica.

Las áreas más importantes de actuación de Synapsis corresponden a los servicios de outsourcing e infraestructura, data center, contact center, impresión masiva, prestación de servicios de aplicaciones en modalidad remota (ASP), y asesoría e implantación de soluciones de telemetría, telecontrol, seguridad y localización de vehículos; consultoría e implementación de soluciones tecnológicas que apoyen los procesos de negocios; integración de productos, servicios y tecnologías, implantación y mantenimiento de sistemas informáticos, y construcción y desarrollo de soluciones informáticas para procesos de negocios de alta disponibilidad y complejidad.

Synapsis gestiona seis Data Center integrados y estratégicamente posicionados, con un equipo de profesionales altamente calificados, logrando la prestación de servicios de alta disponibilidad en forma garantizada.

Se orienta a la optimización de la gestión empresarial y a la eficiencia de los procesos mediante la certificación ISO 9001-2000, certificación ITIL, certificación PMP y certificación CMMI 3, teniendo su foco en los sistemas de información, sistemas de telecomunicaciones, telegestión y sistemas de control.

Con el objeto de posicionarse como implantador e integrador del ERP para utilities ISU SAP, logró dos importantes contratos para incorporar dicha solución en Lipigas (Chile) y la Dirección Provincial de Energía de Corrientes -DPEC- (Argentina).

También hay que destacar la puesta en marcha del proyecto para Nueva EPS en Colombia, el inicio del outsourcing de la plataforma tecnológica y los servicios asociados a ChileCompra, actualmente Mercado Público.

En Chile, logró la certificación SAP Hosting Partner, la cual avala los altos estándares de los servicios que provee la compañía de acuerdo a las exigencias de SAP a nivel mundial, mejorando de esta forma la posición de la empresa de cara al mercado local y regional. Igualmente, renovó la certificación Gold Partner de Microsoft. A su vez, firmó alianzas con Verifone, Enterprise DB, Corinex y Matchmind.

## **ICT**

ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materia de tecnología, de la información e informática, telecomunicaciones y transmisión de datos, en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%.

### ***Anexo N°7: Descripción del Proceso de Reporting.***

Cada Unidad Proponente/Ejecutora<sup>54</sup> de un proyecto informa mensualmente a la Unidad de P&C de su empresa, del avance físico y económico de los proyectos de inversión que realiza y ésta a su vez, envía dicha información a la Gerencia de P&C de su LLNN y Gerencia de P&C de Enersis.

Las unidades de P&C de las empresas deben preocuparse, en el ámbito que le corresponde, que las inversiones reportadas sean las autorizadas y registradas en sistema SIE2000A<sup>55</sup>, o en su defecto, en el sistema financiero contable que posea cada empresa operativa.

Se reportan mensualmente individualizados los proyectos, diferenciando los de crecimiento y los que correspondan a “Capex”, con las siguientes definiciones:

- Se considera **Capex** (*Capital Expenditures*) toda la inversión material e inmaterial necesaria para mantener los niveles de actividad actuales de la compañía y no existe posibilidad de renunciar a ella. Para el negocio Distribución toda la inversión material e inmaterial es considerada Capex. Para el negocio generación se excluyen de Capex aquellos proyectos singulares, tales como, la construcción de una central generadora, remodelación de edificio corporativo, entre otros.

---

<sup>54</sup> Es aquella unidad de la empresa donde se genera la necesidad de los proyectos de inversión, desinversión y/o gastos.

<sup>55</sup> Sistema de información corporativo de Endesa, que es el instrumento empleado para el soporte a la gestión de las compras, contabilidad, activos fijos, control y tesorería.

- Corresponderán a proyectos de **Crecimiento** aquellos (incluye el crecimiento orgánico y la expansión) sobre los cuales existe capacidad de decisión. Las inversiones de **Crecimiento Orgánico** suponen ampliación de capacidad instalada, producción, amplía la cartera y/o los ingresos del grupo y las de **Expansión** son adquisiciones de compañías externas o incremento de participaciones.

Para los proyectos no finalizados durante el año, las Unidades Gestoras presentan a las Unidades de Control de las empresas las actividades y gastos que quedan pendientes de realizar detallado por elemento presupuestario.

El informe se denomina **Informe Mensual de Gestión (IMG)** y es el instrumento básico mediante el cual se lleva a cabo el seguimiento de los objetivos aprobados en el POA. Constituye la principal fuente de información de gestión para Enersis y posibilita un seguimiento continuo de las empresas y negocios.

El IMG, cuya periodicidad es mensual, compara en términos acumulados el real incurrido a la fecha con el mismo período de POA y del año anterior. Su contenido está estructurado en los siguientes apartados:

- *Síntesis de los resultados y de la evolución de las principales magnitudes, así como de los hechos más relevantes para el Grupo y el Sector producido en el período de análisis.*
- *Evolución de los indicadores clave.*
- *Evolución del entorno macroeconómico a la fecha de análisis.*
- *Niveles de actividad del período. Análisis de las diferencias más significativas.*
- *Análisis de la cuenta de resultados. Este análisis se centra en Resultado Operativo, Resultado Financiero y Resultados Extraordinarios.*

- *Análisis de las principales masas patrimoniales del Balance de Situación.*
- *Análisis de la variación de la deuda por conceptos (E.O.A.F.)<sup>56</sup> desde el final del ejercicio anterior hasta el período de análisis.*
- *Situación de la deuda a cierre del período del análisis.*
- *Inversiones<sup>57</sup> y desinversiones<sup>58</sup> del período y análisis de las desviaciones más significativas.*
- *Cálculo del EVA<sup>59</sup> y creación de valor de cada negocio y del Grupo.*

Todas las empresas incluidas en el perímetro de seguimiento deben elaborar su IMG correspondiente. El IMG de Grupo se realiza a partir de la información que las empresas cargan a través de BW. El proceso de carga de esta información se desencadena a partir del Cierre Contable definitivo de las distintas sociedades.

El calendario para las fechas de cierre se consensúa entre la Dirección Económica y la Dirección Corporativa de P&C con objeto de poder cumplir las existencias de reporting.

---

<sup>56</sup> Estado de origen y aplicación de fondos (EOAF): aquel estado financiero básico que muestra los recursos que la empresa obtuvo en un determinado período para financiar sus actividades, y los usos a los que fueron destinados dichos recursos. Además de ser de presentación obligatoria, es una herramienta útil para la gestión y toma de decisiones financieras.

<sup>57</sup> Planificación de un trabajo que se va a realizar en la empresa, que requiere de un monto de dinero determinado para su puesta en marcha y ejecución, y que finaliza con la inclusión del trabajo ejecutado como un activo fijo de la empresa.

<sup>58</sup> Planificación de un trabajo que se va a realizar en la empresa, que requiere de un monto de dinero determinado para su puesta en marcha y ejecución, y que finaliza con la exclusión del trabajo ejecutado como un activo fijo de la empresa.

<sup>59</sup> Valor Económico Añadido (EVA: Economic Value Added). Una medida de la plusvalía en dinero creada por una inversión o una cartera de inversiones. Se calcula tomando el excedente de rendimiento porcentualmente expresado (calculado como la diferencia entre el tipo de rendimiento del capital invertido menos el costo de ese capital) y multiplicándolo por la cantidad de capital invertido.

*Anexo N°8: Informe Mensual de Gestión de Inversiones Consolidado Enersis S.A.<sup>60</sup>*



---

<sup>60</sup> NOTA: el IMG de Inversiones Consolidado es un informe creado en formato Power Point vinculado a planillas Excel. Para lograr una mejor comprensión del mismo, el formato ha sido cambiado y llevado a Word para efectos de incorporarlo en esta tesis. Debido a esto el apartado denominado INDICE se presenta sin su correspondiente numeración.

- **INDICE**

Introducción

Resumen General

Resumen Ch\$

Inversión Distribución – POA con Ampliación

Inversión por empresa (Ch\$, perímetro Enersis)

Inversión por empresa (Euros, Enersis + Gestión Delegada)

Inversiones (Moneda Local)

Inversión Total Neta (Moneda Local)

Capex (Moneda Local)

    Capex – Generación

    Capex – Distribución

    Capex – Otras Empresas

Crecimiento (Moneda Local)

    Crecimiento - Resumen por Empresa

    Crecimiento – Proyectos

    Crecimiento – Hechos Relevantes

    Crecimiento – Proyectos de Generación

Financieras

    Financieras – Hechos Relevantes

    FONINVEMEM

Anexos

    Capex

        Distribución – Los 10 mayores proyectos

- **INTRODUCCIÓN**

El objeto de este informe mensual de inversiones es presentar en forma consolidada la situación de las inversiones en las empresas del grupo y de los principales proyectos de inversión que se desarrollan en los negocios de Distribución (Dx), Generación (Gx) y Servicios en Latinoamérica, incluyendo las empresas de gestión delegada.

Se presenta inicialmente un resumen general: perímetro Enersis (Ch\$ y US\$) y perímetro Enersis más empresas de gestión delegada (Euros y US\$). En ambos casos la información figura por negocios (Gx, Dx y otros). Se presenta igualmente un resumen en Ch\$, indicando las variaciones que se presentan sobre POA y Año Anterior (AA), y el grado de avance sobre el POA anual. Se presenta además el detalle por empresa en Ch\$ y Euros.

El análisis se realiza en moneda local, separando las inversiones en Capex, Crecimiento y Financieras, por negocio y por compañía.

Finalmente, en anexos se presentan las inversiones en Capex Distribución en moneda local, presentando los 10 mayores proyectos de cada país, comparando los valores reales acumulados con el POA y con el Año Anterior, así como grado de avance sobre el presupuesto anual.

- **RESUMEN GENERAL**

Al cierre del mes de diciembre de 2010, la inversión neta de Enersis consolidado asciende a 560.606 MM\$Ch (1.054,9 MMUSD), lo que representa un 108% del presupuesto anual<sup>61</sup>.

Moneda	MMCh \$				MMUS \$				
	Acumulado a Dic. 2010	Gx	Dx	Otras	Total	Gx	Dx	Otras	Total
Capex		73.395	360.483	6.462	440.340	138,1	677,7	12,2	828,0
Crecimiento		145.172	0	0	145.172	273,7	0,0	0,0	273,7
Financiera		10.200	0	0	10.200	19,3	0,0	0,0	19,3
<b>Total Inversión Bruta ENI</b>		<b>228.767</b>	<b>360.483</b>	<b>6.462</b>	<b>595.712</b>	<b>431,1</b>	<b>677,7</b>	<b>12,2</b>	<b>1.121,0</b>
Subvenciones		0	-35.106	0	-35.106	0,0	-66,1	0,0	-66,1
<b>Total Inversión Neta ENI</b>		<b>228.767</b>	<b>325.377</b>	<b>6.462</b>	<b>560.606</b>	<b>431,1</b>	<b>611,6</b>	<b>12,2</b>	<b>1.054,9</b>

A esta misma fecha, la inversión neta de Enersis consolidado más empresas de gestión delegada, asciende a 843,4 MM euros, lo que representa un 102,3% del presupuesto anual.

Moneda	MM Euros				MMUS \$				
	Acumulado a Dic. 2010	Gx	Dx	Otras	Total	Gx	Dx	Otras	Total
Capex		157,4	512,1	14,8	684,3	182,8	677,7	12,2	872,7
Crecimiento		194,0	0,0	0,0	194,0	273,7	0,0	0,0	273,7
Financiera		17,3	0,0	0,0	17,3	21,5	0,0	0,0	21,5
<b>Total Inversión Bruta ENI</b>		<b>368,7</b>	<b>512,1</b>	<b>14,8</b>	<b>895,6</b>	<b>478,0</b>	<b>677,7</b>	<b>12,2</b>	<b>1.167,9</b>
Subvenciones		0,0	-52,2	0,0	-52,2	0,0	-66,1	0,0	-66,1
<b>Total Inversión Neta ENI</b>		<b>368,7</b>	<b>459,9</b>	<b>14,8</b>	<b>843,4</b>	<b>478,0</b>	<b>611,6</b>	<b>12,2</b>	<b>1.101,8</b>

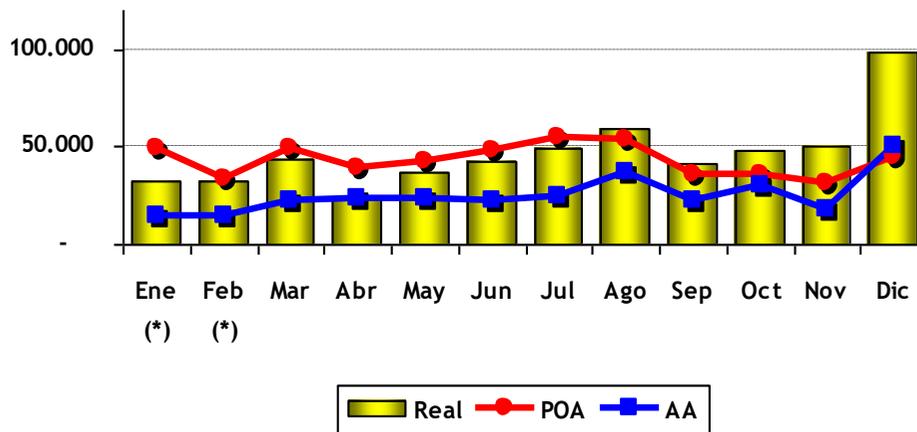
<sup>61</sup> POA anual perímetro Enersis corregido considerando las inversiones de Etevensa (a diciembre son 33.411 MM\$Ch, equivalente a 64,2 MMUSD).

- **RESUMEN INVERSIÓN EN PESOS CHILENOS**  
**[CH\$, PERÍMETRO ENERSIS]**

La inversión neta consolidada de Enersis en pesos chilenos está un 8% sobre POA, por mayores inversiones en Capex de las distribuidoras Ampla, Chilectra, Edelnor, Coelce y Codensa.

Moneda				Dif		Var		POA Anual	Real / POA Anual
	Acumulado a Dic. 2010	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Real - POA		
Capex	440.340	381.476	321.448	58.864	118.892	15 %	37 %	381.476	115 %
Crecimiento	145.172	160.012	51.143	-14.840	94.030	-9 %	184 %	160.012	91 %
Financiera	10.200	10.775	0	-575	10.200	-5 %	0	10.775	95 %
<b>Total Inversión Bruta ENI</b>	<b>595.712</b>	<b>552.263</b>	<b>372.591</b>	<b>43.449</b>	<b>223.122</b>	<b>8 %</b>	<b>60 %</b>	<b>552.263</b>	<b>108 %</b>
Subvenciones	-35.106	-33.444	-21.100	-1.663	-14.006	5 %	66 %	-33.444	105 %
<b>Total Inversión Neta ENI</b>	<b>560.606</b>	<b>518.819</b>	<b>351.491</b>	<b>41.786</b>	<b>209.116</b>	<b>8 %</b>	<b>59 %</b>	<b>518.819</b>	<b>108 %</b>

**Inversión total neta mensual [MMCh\$]**



Al igual que en años anteriores el mes de diciembre muestra significativamente mayores inversiones respecto a POA. Llegado el cierre del ejercicio, en este mes se contabilizan y provisionan mayores inversiones.

- **INVERSIÓN DX – POA CON AMPLIACIÓN**

Al incluir en el POA la ampliación presupuestaria aprobada el 20 de septiembre de 2009, las inversiones de distribución en Euros se encuentran sólo un 3% sobre POA con ampliación. Sobre POA están Ampla, Chilectra, Edelnor y Coelce.

<b>Moneda: MM Euros</b>		<b>POA con</b>	<b>Dif</b>	<b>Var</b>
<b>Acumulado a Dic. 2010</b>	<b>Real</b>	<b>Ampliación</b>	<b>Real - POA</b>	<b>Real - POA</b>
Ampla	140,0	130,8	9,2	7,0%
Chilectra	78,5	72,4	6,1	8,5%
Codensa	62,4	63,3	-0,9	-1,5%
Coelce	94,0	90,6	3,4	3,8%
Edelnor	31,1	29,1	2,0	6,9%
Edesur	54,0	58,6	-4,6	-7,9%
<b>Total Inversión Neta ENI</b>	<b>460,0</b>	<b>444,8</b>	<b>15,2</b>	<b>3,0%</b>

En Moneda local las inversiones respecto a POA con ampliación, son superiores en Ampla, Chilectra, Edelnor y Codensa.

<b>Moneda: Moneda Local</b>		<b>POA con</b>	<b>Dif</b>	<b>Var</b>
<b>Acumulado a Dic. 2010</b>	<b>Real</b>	<b>Ampliación</b>	<b>Real - POA</b>	<b>Real - POA</b>
Ampla	441.750	368.623	73.127	19,8%
Chilectra	53.503	47.141	6.362	13,5%
Codensa	184.040	177.521	6.518	3,7%
Coelce	254.332	254.346	-14	0,0%
Edelnor	127.997	121.336	6.661	5,5%
Edesur	211.807	215.000	-3.193	-1,5%

No obstante, para el conjunto de empresas (Enersis + gestión delegada), el volumen total de inversión de 2010 asciende a 843,4 Euros, que representa un 98,8% del POA con ampliación.

• **TOTAL INVERSIÓN NETA POR EMPRESA**  
**[CH\$, PERÍMETRO ENERSIS]**

Moneda: MMCh\$				Dif		Var		Real / POA
Acumulado a Dic. 2010	Real	POA	AA <sup>62</sup>	Real - POA	Real - AA	Real - POA	Real - AA	Anual
<b>DISTRIBUCIÓN</b>								
Ampla	108.264	72.256	83.113	36.008	25.151	50%	30%	150%
Chilectra	53.503	43.854	41.577	9.649	11.926	22%	29%	122%
Codensa	43.765	41.539	25.915	2.227	17.850	5%	69%	105%
Coelce	62.372	53.865	43.096	8.507	19.276	16%	45%	116%
Edelnor	20.901	17.053	16.343	3.848	4.558	23%	28%	123%
Edesur	36.572	37.625	29.304	-1.053	7.268	-3%	25%	97%
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>325.377</b>	<b>266.192</b>	<b>239.348</b>	<b>59.186</b>	<b>86.029</b>	<b>22%</b>	<b>36%</b>	<b>122%</b>
<b>OTRAS COMPAÑÍAS</b>								
CAM	2.635	3.520	2.008	-885	627	-25%	31%	75%
Endesa Brasil Matriz	0	570	0	-570	0	-100%	0	0%
Enersis Matriz	228	574	459	-346	-231	-60%	-50%	40%
Enigesa	0	123	0	-123	0	-100%	0	0%
Ingendesa	309	451	424	-142	-116	-32%	-27%	68%
Synapsis	3.290	2.493	4.005	797	-715	32%	-18%	132%
<b>TOTAL SERVICIOS</b>	<b>6.462</b>	<b>7.751</b>	<b>6.896</b>	<b>-1.289</b>	<b>-435</b>	<b>-17%</b>	<b>-6%</b>	<b>83%</b>
<b>GENERACIÓN</b>								
El Chocón	643	1.761	163	-1.117	481	-63%	295%	37%
Costanera	14.437	15.406	15.044	-969	-608	-6%	-4%	94%
Cachoeira	1.713	1.871	1.972	-157	-259	-8%	-13%	92%
CIEN	1.572	2.336	713	-767	860	-33%	121%	67%
Fortaleza	2.253	4.504	946	-2.251	1.306	-50%	138%	50%
Celta	1.319	1.534	868	-215	451	-14%	52%	86%
Endesa Eco	5.079	12.636	0	-7.557	5.079	-60%	0	40%
Endesa Individual	125.705	133.131	17.051	-7.425	108.654	-6%	637%	94%
Pangue	179	216	134	-36	45	-17%	34%	83%
Pehuenche	1.903	1.871	479	32	1.424	2%	298%	102%
San Isidro	4.203	4.640	5.086	-437	-803	-9%	-17%	91%
Betania	502	439	455	63	46	14%	10%	114%
Emgesa	18.974	20.716	4.265	-1.743	14.709	-8%	345%	92%
Edegel / Etenvesa	50.285	43.818	58.070	6.467	-7.785	-15%	-13%	115%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>228.767</b>	<b>244.879</b>	<b>105.246</b>	<b>-16.112</b>	<b>123.600</b>	<b>-7%</b>	<b>117%</b>	<b>93%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>560.606</b>	<b>518.822</b>	<b>351.490</b>	<b>41.785</b>	<b>209.194</b>	<b>8%</b>	<b>59%</b>	<b>108%</b>

<sup>62</sup> AA: Inversión acumulada al momento de la realización del informe.

• **TOTAL INVERSIÓN NETA POR EMPRESA**  
**[EUROS, ENERSIS + G. DELEGADA]**

Moneda: MM Euros				Dif		Var		Real / POA
	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Real - POA	Real - AA	Real / POA Anual
<b>Acumulado a Dic. 2010</b>								
<b>DISTRIBUCIÓN</b>								
Ampla	140,0	112,8	0,0	27	140	24%	0%	124%
Chilectra	78,5	67,6	69,8	11	9	16%	12%	116%
Codensa	62,4	65,8	42,4	-3	20	-5%	47%	95%
Coelce	94,0	84,2	0,0	10	94	12%	0%	112%
Edelnor	31,1	26,7	25,8	4	5	17%	21%	117%
Edesur	54,0	58,6	40,3	-5	14	-8%	34%	92%
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>460,0</b>	<b>415,7</b>	<b>178,3</b>	<b>44</b>	<b>282</b>	<b>11%</b>	<b>158%</b>	<b>111%</b>
<b>OTRAS COMPAÑÍAS</b>								
CAM	3,8	5,4	3,4	-2	0	-31%	10%	69%
Endesa Brasil Matriz	0,0	0,9	0,0	-1	0	-100%	0%	0%
Enersis Matriz	0,3	0,2	0,2	0	0	43%	43%	143%
Enigesas	0,0	0,2	0,0	0	0	-100%	0%	0%
Ingendesa	0,5	0,6	0,6	0	0	-22%	-24%	78%
Synapsis	2,5	3,1	6,0	-1	-4	-20%	-59%	86%
<b>TOTAL SERVICIOS</b>	<b>7,1</b>	<b>10,4</b>	<b>10,2</b>	<b>-4</b>	<b>-4</b>	<b>42%</b>	<b>44%</b>	<b>142%</b>
<b>GENERACIÓN</b>								
El Chocón	0,9	2,7	21,1	-2	-20	-66%	-96%	34%
Costanera	20,6	23,8	30,0	-3	-9	-14%	-31%	86%
Cachoeira	2,5	2,9	0,0	0	2	-14%	0%	86%
CIEN	2,3	3,5	1,1	-1	1	-34%	100%	66%
Fortaleza	3,2	6,9	5,1	-4	-2	-53%	-36%	47%
Celta	2,0	2,4	1,2	0	1	-18%	60%	82%
Endesa Eco	7,6	19,9	0,0	-12	8	-62%	0%	38%
Endesa Individual	182,4	211,1	24,5	-29	158	-14%	645%	86%
Pangue	0,3	0,3	0,2	0	0	-21%	41%	79%
Pehuenche	0,0	2,9	0,7	-3	-1	-100%	-100%	0%
San Isidro	18,0	7,3	5,9	11	12	146%	206%	246%
Emgesa	27,8	32,1	7,1	-4	21	-14%	290%	86%
Edegel / Etenvesa	64,9	68,3	90,5	-3	-26	-5%	-28%	95%
Eepsa	4,2	4,7	5,0	-1	-1	-12%	-15%	88%
Cemsa	2,0	0,1	0,1	2	2	2.668%	3.075%	2.768%
Docksud	29,3	8,5	10,5	21	19	246%	178%	346%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>368,7</b>	<b>398,1</b>	<b>203,7</b>	<b>-28</b>	<b>165</b>	<b>-7%</b>	<b>81%</b>	<b>93%</b>
<b>TOTAL CON GESTIÓN DELEGADA</b>	<b>835,8</b>	<b>824,2</b>	<b>392,2</b>	<b>12</b>	<b>443</b>	<b>2%</b>	<b>115%</b>	<b>102,32%</b>

• **INVERSIÓN TOTAL NETA [MONEDA LOCAL]**

Moneda: MM ML Acumulado a Dic. 2010				Dif		Var		Real / POA
	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Real - POA	Real - AA	Anual
<b>DISTRIBUCIÓN</b>								
Ampla	441.750	316.623	388.521	125.127	53.230	40%	14%	394.552
Chilectra	53.503	43.854	41.577	9.449	11.926	22%	29%	47.141
Codensa	184.040	185.327	115.503	-1.288	68.537	-1%	59%	184.316
Coelce	254.332	234.846	202.350	18.486	51.982	8%	26%	254.330
Edelnor	127.997	111.136	105.576	16.861	22.421	15%	21%	124.607
Edesur	211.807	215.000	168.224	-3.193	43.583	-1%	26%	215.000
<b>OTRAS COMPAÑÍAS</b>								
CAM	2.635	3.250	2.008	-885	627	-25%	31%	3.522
Endesa Brasil Matriz	0	2.500	0	-2.500	0	-100%	0%	0
Enersis Matriz	228	574	456	-314	-231	-60%	-50%	574
Enigesa	0	123	0	-123	0	-100%	0%	0
Ingendesa	309	451	424	-142	-116	-32%	-27%	314
Synapsis	3.290	2.498	4.005	797	-715	32%	-18%	2.203
Túnel El Melón	0	20	0	-20	0	-100%	0%	0
<b>GENERACIÓN</b>								
El Chocón	3.704	10.053	73.293	-6.349	-59.841	-63%	-95%	10.310
Costanera	83.353	88.095	105.295	-4.742	-21.942	-5%	-21%	86.452
CTM	0	0	18	0	-18	0%	-100%	0
TESA	0	0	161	0	-161	0%	-100%	0
Cachoeira	6.977	8.195	8.878	-1.218	-1.901	-14%	-21%	8.180
CIEN	6.389	8.972	3.069	-2.584	3.320	-29%	108%	9.872
Fortaleza	9.381	19.732	4.341	-10.601	4.790	-54%	110%	13.977
Celta	1.319	1.534	868	-215	541	-14%	52%	1.520
Endesa Eco	5.079	12.636	0	-7.557	4.079	-60%	0%	12.636
Endesa Individual	125.705	133.131	17.051	-7.425	108.654	-5%	637%	126.455
Pangue	179	216	134	-36	45	-17%	34%	216
Pehuenche	1.903	1.871	479	32	1.424	2%	298%	1.871
San Isidro	4.203	4.640	5.086	-437	-883	-9%	-17%	4.640
Betania	2.203	1.922	2.051	281	153	15%	7%	2.655
Emgesa	81.869	90.496	19.232	-8.629	62.637	-10%	326%	87.846
Edegel / Etenvesa	301.961	286.831	371.751	15.130	-69.789	5%	-19%	306.325

• **CAPEX [MONEDA LOCAL]**

*Capex - Generación*

Moneda: MM ML					Var		Real /
Acumulado a Dic. 2010	Unidad	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	POA Anual
<b>GENERACIÓN</b>							
El Chocón	MAr\$	3.616	1.852	905	95%	300%	195%
Costanera	MAr\$	83.353	88.095	85.479	-5%	-2%	95%
Cachoeira	MR\$	6.977	8.195	8.879	-15%	-21%	85%
CIEN - CTM - TESA	MR\$	6.389	8.972	3.069	-29%	108%	71%
Fortaleza	MR\$	9.131	19.732	4.341	-54%	110%	46%
Celta	MMCh\$	1.319	1.534	868	-14%	52%	86%
Endesa Individual	MMCh\$	15.581	16.852	9.635	-8%	62%	92%
Pangue	MMCh\$	179	216	134	-17%	34%	83%
Pehuenche	MMCh\$	1.903	1.871	479	2%	298%	102%
San Isidro	MMCh\$	4.203	4.640	5.086	-9%	-17%	91%
Betania	MMCol\$	2.203	1.922	2.051	15%	7%	115%
Emgesa	MMCol\$	42.869	39.526	19.232	8%	123%	108%
Edegel / Etenvesa	MSS	115.985	98.372	92.400	18%	25%	118%
<b>EMPRESAS DE GESTIÓN DELEGADA</b>							
Eepsa	MSS	1.765	19.934	20.317	-11%	-13%	89%
Cemsa	MAr\$	7.097	273	235	2.500%	2.917%	2.600%
Docksud	MAr\$	113.966	31.003	39.034	268%	192%	368%

**Análisis Desviaciones:**

- **El Chocón:** sobre POA, por mayores inversiones en interruptores electromecánicos principales de las seis máquinas de Chocón.
- **Costanera:** bajo POA, por inversiones ambientales postergadas y menores inversiones en informática (a pesar inversión por implementación del SIE 2000A).
- **CIEN – CTM - TESA:** bajo POA, por menor compensación ambiental para las líneas de transmisión CIEN I y II.

- **Fortaleza:** bajo POA, por menor LTSA<sup>63</sup> con ALSTOM por menor despacho de la central.
- **Betania:** sobre POA, mayores inversiones en repuestos y mantenimiento de las plantas de generación y la reposición de vehículos. Tiene menores inversiones en informática, telecontrol y equipos de seguridad industrial.
- **Emgesa:** sobre POA, por inversión en la Central Cartagena, valor que estaba incluido en Inversiones de Expansión.
- **Edegel:** sobre POA, por regularización de las obras asociadas al LTSA que se estaban registrando en una cuenta provisoria de balance.
- **Eepsa:** bajo POA, por postergación del contrato LTSA, compra de repuestos Grupo MHI, cambio del sistema de control de la TGN4 y postergación de la inspección de TG3.
- **Cemsa:** sobre POA, por garantías para presentación en licitaciones mal clasificadas.
- **Docksud:** sobre POA, por alta de la reparación de TG10 siniestrada.

---

<sup>63</sup> LTSA (Long Term Service Agreement) corresponde al contrato a largo plazo por la mantención de las turbinas de gas (ciclos abiertos y cerrados).

### Capex - Distribución

Moneda: MM ML					Var		Real / POA
Acumulado a Dic. 2010	Unidad	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Anual
<b>DISTRIBUCIÓN</b>							
Ampla	MRS	464.535	324.623	405.568	43%	15%	143%
Chilectra	MMCh\$	61.228	49.066	48.906	26%	25%	125%
Codensa	MMCol\$	184.040	186.327	115.603	-1%	59%	99%
Coelce	MRS	343.123	361.609	261.137	-2%	37%	98%
Edelnor	MSS	127.997	111.136	105.576	15%	21%	115%
Edesur	MAr\$	211.807	215.000	168.224	-1%	26%	99%
<b>SUBVENCIONES</b>							
Ampla	MRS	-22.784	-8.000	-17.046	185%	34%	285%
Chilectra	MMCh\$	-7.728	-5.201	-7.328	49%	5%	149%
Coelce	MRS	-88.791	-115.663	-48.789	-23%	82%	77%

- **Ampla:** sobre POA. **Pérdidas:** por mayor ritmo de construcción y mayor costo de materiales y servicios a terceros. **Demanda:** mayor en nuevas conexiones por clientes conectados del programa de universalización a un costo medio más alto y por conexión de clientes del Programa Luz para Todos y otros proyectos no previstos en POA. **Calidad:** plan de acuerdo a compromiso con regulador.
- **Chilectra:** sobre POA. **Demanda:** mayor en nuevas conexiones por mayor inversión en clientes y en subestaciones asociadas a crecimiento vegetativo. **Calidad, seguridad y pérdidas:** menor por retraso en normalización de redes y proyectos de reemplazo sistema de control, entre otros. **Sist. Información, técnicos, estratégicos y otros:** bajo por atrasos en diversos proyectos (telefonía, plataformas, etc.).

- **Codensa:** bajo POA. **Otros:** demoras en proceso de adjudicación de Identity Management y postergación de sistemas de seguridad física y electrónica y adecuación sistema de gestión compras de energía. **Calidad:** menor por proyectos de Calidad de Servicios baja tensión (BT). Redistribución de cargas Salinas y Zipaquirá y calidad servicios clientes Cajicá (cancelado). **Requisitos legales:** atraso en compra y contratación de Registradores Calidad de Potencia. **Demanda:** mayor por sobrecostos en materiales de suministro nuevos clientes y diferencia en programación de pagos.
- **Coelce:** bajo POA. **Otros requisitos legales:** menor por desfase en proyectos de inversión especiales del Estado. **Estratégicas, seguridad y otros:** menor por baja realización de los proyectos Padrón de las Agencias. **Edificaciones:** por cuenta del retraso en la elaboración de los proyectos civiles y cancelación del proyecto Energía en la Medida. **Demanda:** menores realizaciones en obras de Luz para Todos y mayores realizaciones en el proyecto Normalización de clientes. **Calidad:** mayores realizaciones en los proyectos Reforma de redes de BT por cuenta de la reposición de cables hurtados y Reforma de media tensión y en el proyecto Sustitución de transformadores debido a un siniestro.
- **Edelnor:** sobre POA. **Pérdidas:** mayor en el proyecto Normalización de la medición, Reforma redes BT por hurto de energía y redes DAM. **Demanda:** mayor por ampliación de redes para clientes con carga mayor y menor y redes para nuevas habilitaciones urbanas. **Seguridad:** menor por atraso en diversos proyectos (Renovación líneas AT y MT). **Comunicaciones:** mayor por ejecución del proyecto de renovación del centro de control.

- **Edesur:** bajo POA. **Sist. Técnicos:** menor por atraso en definiciones (en gestión con la empresa ejecutora) y proyectos informáticos puntuales. **Otros requisitos legales:** bajo por proyectos vinculados a habilitación de edificios, nueva circulación vertical y medidores. **Demanda:** mayor en nuevas conexiones por eventos vinculados a grandes clientes, menor en crecimiento por menor avance en obras de alta tensión.

### **Subvenciones:**

- **Ampla:** sobre POA, por conexión de clientes rurales del Programa Luz para Todos que no estaban considerados en POA (aporte del Estado por un 43%).
- **Chilectra:** sobre POA, por contabilización en abril de cierre de obras asociadas a autopistas urbanas, generando mayor dotación de aportes.
- **Coelce:** bajo POA, por retraso en la recepción de ingresos de fondos del gobierno federal por el Proyecto Luz para Todos.

**Capex – Otras empresas**

Moneda: MM ML					Var		Real / POA
Acumulado a Dic. 2010	Unidad	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Anual
<b>OTRAS COMPAÑÍAS</b>							
CAM	MMCh\$	2.635	3.528	2.008	-25%	31%	75%
Endesa Matriz Brasil	MR\$	0	2.500	0	-100%	0%	0%
Energis Matriz	MMCh\$	228	574	459	-60%	-50%	40%
Eniges	MMCh\$	0	123	0	-100%	0%	0%
Ingendes	MMCh\$	309	451	424	-32%	-27%	68%
Synapsis	MMCh\$	3.290	2.493	4.005	32%	-18%	132%
Túnel El Melón	MMCh\$	0	20	0	-100%	0%	0%

- **CAM:** bajo POA por retraso en plan de inversiones, principalmente en Chile en proyectos asociados a Sistemas de Información y Sistemas de Medidas.
- **Endesa Brasil:** bajo POA por compra de activos no realizada.
- **Ingendes:** bajo POA, principalmente porque se anula compra de bodega con un presupuesto de 114 MMCh\$.
- **Synapsis:** sobre POA por nuevos proyectos contratados no considerados como Hosting Ecopetrol en Colombia y Sistemas de Telemedición en Brasil. Además, se contabilizan inversiones realizadas principalmente en Synapsis Chile asociadas a Licencias Patrol e inversiones asociadas a los servicios de Call Center y Equipamiento del Centro de Procesamiento de Datos (Storage), y en Synapsis Brasil, compra de Redes CISCO, Sistema de Seguridad y compra de Equipos de Telecomunicaciones y Telecontrol (AVL) para el CPD de la localidad de Eusebio, en Fortaleza.

- **CRECIMIENTO [MONEDA LOCAL]**

***Crecimiento - Generación – Resumen por empresa***

Moneda: MM ML					Var	Real / POA
Acumulado a Dic. 2010	Unidad	Real	POA	AA	Real - POA	Anual
<b>GENERACIÓN</b>						
El Chocón	MAr\$	88	8.201	43	-99%	1%
Endesa Eco	MMCh\$	5.079	12.636	0	-60%	40%
Endesa Individual	MMCh\$	99.924	105.503	7.416	-5%	95%
Emgesa	MMCol\$	39.000	50.972	0	-23%	77%
Edegel / Etenvesa	M\$S	186.004	188.459	279.351	-1%	99%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>		<b>330.095</b>	<b>365.771</b>	<b>286.810</b>	<b>-10%</b>	<b>90%</b>

- ***El Chocón:*** bajo POA por postergación de tareas en proyecto de aumento de Cota de Arroyito.
- ***Endesa Eco:*** bajo POA por desfases en la central eólica Canela y demora en adjudicación de contratos en Proyecto Ojos de Agua, además de la no ejecución durante el año de los proyectos de Biomasa y Piruquina.
- ***Endesa Individual:*** bajo POA principalmente por Palmucho que tiene atraso en las obras y en la fabricación de algunos equipos; Aysén bajo POA por retraso en el inicio de seis contratos y en el inicio de los sondeos geotécnicos (Aysén pasa además ser inversión financiera desde la constitución de la compañía que llevará adelante el proyecto); Los Cóndores con menor avance por atraso inicial de topografía; Neltume sin avance físico por cambio de prioridad.
- ***Emgesa:*** bajo POA, ya que si bien se incluye la compra de Termocartagena en POA, también se había presupuestado la repotenciación de la misma, que ahora se contabiliza como Capex, aunque sin variar su valor.

***Crecimiento - Generación - Proyectos***

Moneda: MMCh\$ Acum.: Dic. 2010			Var	Inversión	Inversión	Avance	Avance Físico	
	Real	POA	Real - POA	a Dic. 2010	Total	Econ. <sup>64</sup>	Real	Program.
<b>ENDESA ECO</b>								
Ojos de Agua	1.571	4.206	-63	269	9.371	37%	9,8%	12,7%
Central Eólica Canela	3.433	6.969	-51	0	7.815	49%	35,1%	39,6%
Desarrollo Geotérmico	75	140	-46	0	15.668	54%	0%	0%
Piriquina	0	275	-100	0	275	0%	0%	0%
Proyecto Biomasa	0	1.045	-100	0	3.228	0%	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>5.079</b>	<b>12.635</b>	<b>-60</b>	<b>269</b>	<b>36.357</b>	<b>40%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>ENDESA INDIVIDUAL</b>								
Proyecto GNL	1.992	0	0	0	0	0%	0%	0%
San Isidro II	69.808	68.554	2	3.747	116.908	102%	79,6%	79,4%
Palmucho	13.622	14.888	-9	2.182	22.177	91%	71,6%	77,8%
Neltume	215	1.493	-86	229	224.231	14%	0%	0%
Aysén	9.924	15.289	-35	1.132	1.181.476	65%	89,0%	94,0%
Los Cóndores	1.282	2.619	-51	182	52.731	49%	0%	0%
Choshuenco	0	186	-100	0	108.397	0%	0%	0%
Transquillota	2.146	2.473	-13	0	2.473	87%	0%	0%
Porton / Steffen	673	0	0	0	0	0%	0%	0%
Bocamina II	262	0	0	0	0	0%	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>99.924</b>	<b>105.502</b>	<b>-5</b>	<b>7.472</b>	<b>1.708.393</b>	<b>95%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>

<sup>64</sup>El avance económico está definido como “Real”/”Inversión POA 2010”

## *Crecimiento – Hechos Relevante de Proyectos*

### **Ojos de Agua – Endesa Eco:**

- Avance físico real del 9,8% vs programado de 12,7%. La diferencia se debe principalmente a la excavación de la casa de máquinas y la conformación del talud de su plataforma. Durante el periodo se ha realizado una reprogramación del control de avance del Proyecto con los programas maestros de los contratos COA-20 (Obras Civiles) y COA-50 (Contrato de Suministro de Equipamiento) y con fechas más reales para el COA-50A y suministro del Transformador de Poder.
- Durante el año 2010, el proyecto ha utilizado MMUS\$ 2,81 de los MMUS\$ 8,05 programados. La diferencia se debe a que en el POA se consideró iniciar el contrato COA-20 en mayo, iniciándose el 11 de septiembre con la entrega de terrenos al contratista.
- El 12 de diciembre la Dirección General de Aguas (DGA) autorizó a ENDESA la Construcción de las Obras Hidráulicas del proyecto. Este permiso permite la intervención de los cauces con obras provisionarias y que estén relacionadas con las obras definitivas.
- El 19 de diciembre se sostuvo una reunión en la DGA, donde Endesa informó que solicitará nuevos derechos de agua para el proyecto y que de ser otorgados favorablemente, se desistirá de la solicitud del traslado del ejercicio del derecho de aprovechamiento de aguas, ya que se le obligaría a renunciar a parte de los derechos para la central Isla.

### **Central Eólica Canela – Endesa Eco:**

- Avance físico real del 35,08% vs. programado de 39,64%. La diferencia se debe a que no se han iniciado las obras civiles y caminos del Parque Eólico, dado que los contratistas solicitaron aumento de plazo para la preparación de las ofertas.
- Durante el año 2010, el proyecto ha utilizado MMUS\$ 6,37 de los MMUS\$ 13,4 programados, los que fueron reprogramados a MMUS\$ 6,09 en la UPA de junio 2010. La diferencia se debe a la forma de pago de los contratos, ya que el contrato de los aerogeneradores se firmó en octubre y porque aún resta enviar las órdenes de proceder por el suministro de los equipos eléctricos primarios.
- El 18 de diciembre se recibieron las ofertas de diez proponentes por el contrato de las Obras Civiles del Parque Eólico y Conexión al SIC y se procedió a la homologación y revisión de 3 ofertas: Empresa Constructora Logro S.A., Minería y Montajes Con-Pax S.A. y Skanska Chile S.A.

### **San Isidro II - Endesa:**

- Avance físico real del 79,6% vs. programado del 79,4%.
- La inversión acumulada para el año 2010 es de MMUS\$ 125,76 respecto de MMUS\$ 123,81 programados. La diferencia acumulada del presente año se debe principalmente a que se incluyó en este presupuesto el Item Conexión SS/EE San Luis, no estando considerado inicialmente. La inversión total acumulada desde el inicio del proyecto es de MMUS\$ 132,98 respecto de MMUS\$ 130,31 programados.
- Se confirmó que la Dirección General de Aguas (DGA) congeló la inscripción de nuevos pozos desde septiembre de 2004, por agotamiento del acuífero. Se está en espera de un nuevo estudio que confirme o modifique lo anterior.

### **Palmucho - Endesa:**

- Avance físico real del 71,6% vs. programado de 77,8%. La diferencia se presenta por el atraso en las canalizaciones del Patio de Mufas, a la ejecución más tardía de los hormigones del túnel de acceso y de la conexión del túnel de aducción, y a los atrasos que presenta la fabricación de algunos equipos. No obstante, este atraso no afectará el desarrollo del montaje del equipamiento ni la fecha de puesta en servicio.
- Durante el año 2010, se han utilizado MMUS\$ 24,73 de los MMUS\$ 25,93 programados. La diferencia se debe fundamentalmente a que el contrato CPL-50 (“Diseño y Construcción de Obras Civiles y Equipamiento”) ha generado pagos por montos menores a los presupuestados (montaje y canalizaciones), y a la tasa de cambio de POA.
- El día 15 de diciembre finalizaron los trabajos de remoción de la barra y excavación del canalón del lecho del río Bío Bío, lo que permitió bajar el nivel de la poza a la cota 598,10 e iniciar los trabajos en el ducto inferior del desagüe de fondo.

### **Los Cóndores - Endesa:**

- Se continúa con la revisión del proyecto de Factibilidad con la meta de definir un layout general que permita adelantar la presentación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). De acuerdo con esta revisión Ingendesa recomendó alternativas de optimización del trazado de la central referidas a la tubería de hormigón, túnel de aducción y zona de caída.

- Ingendesa envió minuta con el detalle de las optimizaciones de la tubería de hormigón, túnel de aducción y zona de caída del trazado de la central Los Cóndores. Estas optimizaciones permitirán mejorar el costo y/o las facilidades de construcción del trazado enviado en octubre de 2010 (Factibilidad de 1a. Etapa).
- Mediante Oficio DGA N°434 del 17.11.1988 se constituyó el derecho de agua de Las Aguas de la Laguna del Maule. Este derecho se encuentra inscrito en el Registro Público de Derechos de Agua del año 2005, por lo que no se requiere la realización de un catastro.

#### **Termotasajero – Emgesa**

- Tras el cambio en las condiciones para la adquisición de Termotasajero, la compañía decidió participar en la oferta pública de venta de las acciones.
- Se recibió por parte del Banco de Inversión BNP Baripas una carta en la cual se presentan las condiciones iniciales para presentar a más tardar el 12 de enero de 2007 una oferta inicial (no vinculante) por los activos de CONDUIT, dentro de los cuales se encuentra el 81,83% de las acciones de Termotasajero S.A. ESP.

#### **Termocartagena - Emgesa:**

- La central consta de 3 turbinas a vapor de 186 MW que funcionan en base a gas natural. Durante el año 2010 la gestión se centra en mejorar la disponibilidad de la central para aumentar los cobros por potencia. Actualmente está operando sólo con 142 MW por mantención de Unidad N°2.

- Después de ocho meses de arduo trabajo del personal de la Central Cartagena en coordinación con las Gerencias de Recursos Humanos y Producción, Emgesa obtuvo la certificación del Sistema Integrado de Gestión (ISO 14001 - OHSAS 18001) por parte de la compañía BVQi Colombia Ltda., para la Central Cartagena.

#### **Callahuanca - Edegel:**

- Avance del 100%, conforme a lo programado. Se encuentran las 4 unidades generadoras rehabilitadas y en operación comercial.
- Pendiente desembolsos comprometidos durante los próximos meses por tener pendiente la recepción del proyecto al contratista.

#### **Ventanilla – Etevensa (ahora Edegel):**

- El avance físico de la segunda caldera es del 100% conforme a lo programado.
- El 19 de octubre a las 0:00, Central Ventanilla fue declarada en Operación Comercial.

#### **Proyecto Ampliación Central Bocamina – Endesa:**

- Se emitieron los Apéndices N°2y N°3 del Proceso de Licitación. En particular el Apéndice N°3 comunica a los Proponentes las modificaciones del calendario de la licitación, por la postergación de la fecha de Recepción de las Ofertas hasta el 3 de marzo de 2007. Se realizaron los envíos a 4 Proponentes, considerando la decisión de Hitachi de no participar.

- Endesa contrató un estudio de medición y mitigación de ruidos en la Central e Ingendesa ha comenzado a trabajar en los proyectos de arquitectura y paisajismo.
- Se prepararon las especificaciones técnicas para hacer un sondeo de reconocimiento para el abastecimiento de agua de pozos para la segunda unidad, en la zona donde actualmente están instaladas las punteras de la unidad 1. Se espera aclarar lo relativo a las servidumbres para licitar su ejecución.

#### **Proyecto Neltume – Choshuenco – Endesa:**

- El 29 de diciembre se realizó la invitación al proceso de licitación para los trabajos de “Levantamiento Topográfico con Láser Aerotransportado y Batimetría de las Centrales Neltume y Choshuenco y Líneas de Transmisión”. En esta misma fecha se invitó al proceso de licitación para los trabajos de “Sondajes de exploración geotécnica para las Centrales Neltume y Choshuenco”.

#### **Proyecto Hidroeléctrico Piruquina – Endesa Eco:**

- El 20 de diciembre se recibió el informe preliminar del Estudio de Prefactibilidad, actualizando el estudio realizado en el año 2003 y analizando alternativas de diseño para el proyecto, el 20 de enero próximo se entregará el informe final de este estudio. Se terminaron y completaron los estudios hidrológicos, topográficos, geológicos - geotécnico y ambiental preliminar, estos estudios se incluirán en la entrega del Estudio de Prefactibilidad.
- Ingresaron a Chile los equipos de medición láser para la estación Fluviométrica, la cual registrará las mediciones de caudal durante un año. Esta estación se instalará durante los primeros días de enero.

### *Crecimiento – Proyectos de Generación*

- **Proyecto CENTRAL EÓLICA CANELA**



Endesa Chile, a través de su filial para el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) –Endesa Eco-, presentó ante la Comisión Regional de Medio Ambiente de la Región de Coquimbo (Corema), la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto Aumento de Potencia del Parque Eólico Canela.

La iniciativa, que requiere una inversión de US\$ 31,05 millones (US\$ 14,05 millones adicionales), plantea aumentar la potencia instalada de la central eólica con la instalación de 11 aerogeneradores de una capacidad de generación de 1,65 MW cada uno. De aprobarse la DIA, Canela inyectaría 18,15 MW al Sistema Interconectado Central (SIC) con una generación media anual de 46.629 MWh.

En octubre de 2010, la Corema Región de Coquimbo aprobó la DIA de la primera fase del proyecto eólico Canela (primer parque eólico del SIC), con una potencia de 9,9 MW. La iniciativa originalmente contemplaba una inversión de US\$ 17 millones y una generación media de 26.000 MWh.

Estudios realizados por Endesa Chile, con la asesoría de Ingendesa, y los antecedentes recibidos de la empresa Vestas (proveedora de los aerogeneradores), permitieron verificar que existe tecnología disponible para aumentar la potencia que originalmente presentó el proyecto. De esta forma, se optimiza el uso del terreno y se disminuyen los posibles impactos ambientales de nuevas instalaciones para la energía adicional que aporta el aumento de potencia, utilizando el mismo recurso eólico definido originalmente y utilizando la misma superficie.

Cabe destacar, que la tecnología limpia de los aerogeneradores favorece la mitigación de impactos ambientales, mediante la reducción de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) con lo cual, la operación de Canela desplazaría anualmente la emisión de entre 19.114 toneladas y 41.958 toneladas de CO<sub>2</sub>, que se emitirían para la misma energía generada en centrales termoeléctricas a gas natural y carbón, respectivamente.

- **FINANCIERAS**

Moneda: MMCh\$				Dif		Var		Real / POA
Acumulado a Dic. 2010	Real	POA	AA	Real - POA	Real - AA	Real - POA	Real - AA	Annual
<b>GENERACIÓN</b>								
Endesa Individual	10.200	10.775	0	-575	10.200	-5%	0%	95%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>10.200</b>	<b>10.775</b>	<b>0</b>	<b>-575</b>	<b>10.200</b>	<b>-5%</b>	<b>0%</b>	<b>95%</b>

Sólo Endesa Individual considera una inversión financiera en el POA 2010, correspondiente a la inversión en el proyecto de Planta de Regasificación de Gas – GNL<sup>65</sup> por un monto de 10.775 MMCh\$ (equivalente a 20 MMUS\$) y suscripción de Endesa Eco por 400 MMCh\$.

A la fecha se han materializado inversiones en GNL por un monto de 1.992 MMCh\$, las que han sido clasificadas como inversiones de crecimiento, situación que se regularizará una vez que se realice la constitución de la Sociedad que administrará el proyecto asociado a la regasificadora, mediante la capitalización de los fondos utilizados hasta ese momento.

En la inversión real registrada a la fecha en Endesa Individual, aparecen 10.200 MM\$ que corresponden a inversión financiera asociada al proyecto Aysén, que no estaba así considerada en POA (Aysén se consideró en el presupuesto como inversión material).

---

<sup>65</sup> Ver hechos relevantes del proyecto GNL en páginas siguientes.

### **Hechos relevantes del proyecto GNL**

- Con fecha 15 de febrero de 2010, Endesa, ENAP y Metrogas suscribieron con British Gas (BG) un acuerdo para el desarrollo del proyecto. Colbún y AES - Gener no se hicieron parte, comunicando su retiro del Pool de Consumidores el 31 de marzo.
- Con el retiro de Colbún y AES - Gener, se establecen participaciones de entre 30% - 40% para BG y los actuales miembros del Pool de Consumidores. Se prevé que BG tome una participación del 40% en el Terminal de Regasificación, pero se continúa con las labores de diseño societario.
- Desde el 29 de septiembre de 2010, fecha en la cual se cerró el Project Development Agreement (PDA) con BG, se continúa con la negociación de los documentos comerciales, societarios y de ingeniería que establecen el marco del proyecto. Entre los documentos cuya base es el PDA y que se encuentran en negociación, están: Pacto de Accionistas para la Regas Co. (Shareholder Agreement), Contrato de Suministro de GNL (Sales and Purchase Agreement – SPA), Contrato de Regasificación (Storage and Regasification Agreement – SRA) y otros.
- Continúa el proceso de negociación con ENAP, relativo a los contratos de transferencia de activos esenciales para el proyecto, tales como: sitio, licencias ambientales y concesión marítima.
- Con fecha 3 de marzo, el Comité Ejecutivo del proyecto aprobó un presupuesto de 1,39 MMUS\$ para Ingeniería Básica, correspondiendo a Endesa el 20%, al no concurrir Colbún y AES - Gener.

- Los Directorios de GNL Chile y de BG han aprobado un monto de alrededor de 11 MMUS\$ para: labores de ingeniería con Chicago Bridge & Iron (CBI), estudios adicionales, gastos administrativos de GNL Chile y gastos administrativos de BG.
- La inversión y el presupuesto estimados para el Terminal de Regasificación durante el año 2010 serían de 425 MMUS\$ y 55 MMUS\$, con aceleración de labores (Fast Track).
- La rentabilidad real sobre activos acordada para el Terminal de Regasificación es de 10%.
- En base a los estudios de CBI, los miembros del Pool de Compradores y BG han concluido que es recomendable continuar la ingeniería con un diseño de estanques tipo *full containment*, lo que permitirá desarrollar un proyecto con menores riesgos técnicos y de atraso.
- Asimismo, los estudios de ingeniería señalan que la opción Fast Track permitirá adelantar el terminal entre 9 y 10 meses. Para ello deberían acelerarse actividades de la ruta crítica del proyecto como: ingeniería de detalle, contratación del EPC, órdenes de equipos críticos y construcción de ciertas partidas.
- Electrogas ha presentado tarifas indicativas para el servicio de transporte firme de gas entre Quintero y Quillota, las cuales varían en función del volumen contratado.
- Se ha iniciado el proceso de contratación directa del contrato de construcción (Engineering, Procurement and Construction - EPC) con CBI, misma empresa que efectuó la ingeniería del terminal de regasificación. Se espera que este proceso de negociación permita reducir el cronograma del proyecto.

- Se inicia proceso de contratación de asesor financiero del proyecto. Esta contratación se ha dividido en dos fases, como asesor propiamente tal y como líder de financiamiento vía *project financing*.
- Se han contratado los servicios de Ernst & Young como auditores de GNL Chile S.A. Se realizará una auditoria completa de los EE.FF. al 31 de diciembre de 2010, habiéndose constituido solamente la primera sociedad a cargo del proyecto.

## **FONINMEM**

**ARGENTINA - Proyecto FONINMEM, clave para el equilibrio oferta - demanda en el medio plazo, la recuperación de la rentabilidad de las empresas y la estabilidad de los contratos de exportación.**

En el mercado eléctrico argentino, las compañías eléctricas reconocen un precio spot para la energía más bajo que lo efectivo para las generadoras. Por esto Cammesa, ente regulador, subvenciona el precio directamente con las generadoras a través de un fondo estacional creado con ese fin. Sin embargo, producto de la crisis del gas de los últimos años, este fondo acumulaba pérdidas, generándose una deuda entre Cammesa y cada una de las compañías generadoras que operan bajo este modelo.

Debido a las deudas que Cammesa mantenía con las compañías generadoras argentinas, especialmente con las hidráulicas, en julio de 2004 se crea el FONINMEM. Así, las cuentas por cobrar de Cammesa que tendrán las generadoras hasta diciembre de 2006 (derivadas de la Res. 406), conjuntamente con otros fondos que el gobierno consiga, financiarán la construcción de 2 ciclos combinados de 800 MW cada uno, donde cada uno de los acreedores tendrá una participación accionaria en proporción directa a la deuda que se tiene con ellas.

El 13 de diciembre de 2005 se constituyeron las dos sociedades generadoras Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. que desarrollarán los proyectos de estas dos centrales.

La composición accionaria en cada una de las dos sociedades generadoras es la siguiente:

<b>ACCIONISTAS</b>	<b>%</b>
Hidroeléctrica Piedra Del Águila S.A.	23,19
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	15,35
Aes Paraná S.C.A.	10,03
Aes Alicura S.A.	9,30
Petrobras Energía S.A. Genelba	8,20
Central Puerto S.A.	6,18
Endesa Costanera S.A.	5,51
Central Docksud S.A.	5,32
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	4,89
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	4,40
Aes Juramento S.A.	3,18
Hidroeléctrica Diamante S.A.	2,26
Petrobras Energía S.A.	1,77
Hidroeléctrica Ameghino S.A.	0,42

Los aportes al FONINVEMEM de Costanera, Chocón y Docksud son:

	<b>MMAr\$</b>	<b>MMUS\$</b>
Costanera	82.404	26,76
El Chocón	263.706	85,63
Docksud	14.327	4,65
<b>TOTAL</b>	<b>360.437</b>	<b>117,04</b>

Con fecha 18 de agosto de 2010 se recibieron formalmente las ofertas para la construcción de dos centrales de ciclo combinado, siendo Siemens Generación de Energía quien se adjudicó las licitaciones y construirá las plantas energéticas en Campana, Provincia de Buenos Aires, y en Timbúes, cerca de la ciudad de Rosario en la Provincia de Santa Fe. El monto total del contrato es de aproximadamente 1.600 MMUS\$, de los cuales Siemens, incluyendo el contrato por servicios de mantenimiento a largo plazo, tiene una participación de aproximadamente 1.000 MMUS\$.

Ambos proyectos son construidos y operados por productores energéticos independientes: Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TSM), cuyos principales accionistas son ENDESA, TOTAL, AES, PETROBRAS, EDF y DUKE.

Para ambos proyectos, Siemens suministrará dos turbinas de gas SGT5-4000F de alta eficiencia, una turbina de vapor SST-5000 y su sistema más avanzado de instrumentación y control SPPA-T3000. Además, el alcance del suministro de Siemens incluye la caldera de recuperación térmica y la electrónica de potencia. Siemens también proveerá los servicios de mantenimiento de ambas plantas para un periodo de diez años.

Los socios del consorcio, Duro Felguera S.A. y Electroingeniería S.A. para TMB e Inelectra S.A.C.A. y Electroingeniería S.A. para TSM estarán a cargo del balance de la planta y la construcción de las plantas.

Cada una de las nuevas plantas tendrá una capacidad de 800 MW. El combustible primario será el gas natural, y alternativamente combustible líquido. El inicio de la operación comercial está programado para la primera mitad de 2008 en el modo de ciclo abierto y en el modo de ciclo combinado se prevé para el siguiente año, a comienzos de 2009, momento a partir del cual las empresas comenzarán a recuperar sus acreencias con los flujos generados por los ciclos combinados a través del contrato de venta de su producción al MEM (Cammesa) por 10 años.

• **ANEXOS**

**CAPEX Distribución (Moneda Local) – Los 10 mayores proyectos.**

Codensa (Colombia) - MM\$Col												
Nombre Proyecto	Clasif.	Total Proy.	Acumulado		Compro- metido	Real Acum + Compr ometid	POA Anual Disponi ble	Avance		Indicadores		
			Real	POA				Econ.	Físico	VAC	VAN	TIR
SUBESTACION BACATÁ	Nvas conexiones	56.384	44.842	36.775	1	44.843	-8.068	122%	125%	-19.526	3.388	25%
SUMINISTRO NIVOS CLIENTES URBANA	Nvas conexiones	12.539	18.351	12.539	4.130	22.481	-5.942	147%	211%	-28.678	7.561	32%
ALUMB. PÚBLICO DISTRITAL MODERNIZACION	Estratégicas	75.896	11.968	11.782	5	11.973	-191	102%	125%	-305	-91	13%
ALUMB. PÚBLICO DISTRITAL EXPANSIÓN	Nvas conexiones	76.205	10.363	10.033	13	10.376	-343	103%	100%	-305	-91	13%
PROYECTO CONTROL PERDIDAS	Pérdidas	8.575	8.378	8.575	302	8.680	-106	101%	116%	0	1.964.174	29%
MEJORAMIENTO CALIDAD DEL SERVICIO	Calidad	7.217	5.844	7.217	0	5.844	1.373	81%	83%	-15.295	2.862	26%
READECUACION SUBESTACION CALLE PRIMERA	Seguridad	21.318	121	7.109	0	121	6.988	2%	10%	-33.152	7.012	27%
POT. PLAN ORDENAMIENTO TERRITORIAL	Otros req. Legales	103.246	8.504	6.647	18	8.522	-1.874	128%	135%	0	0	0
AMPLIACIÓN S/E CALLE 67	Crec. Vegetativo	7.988	8.363	6.328	0	8.363	-2.055	132%	100%	-19.839	8.921	%40
ACTUALIZACION PLATAFORMA TECNOLÓGICA	Otros	5.165	4.922	5.165	33	4.955	210	96%	95%	0	0	0

Edesur (Argentina) - M\$Ar												
Nombre Proyecto	Clasif.	Total Proy.	Acumulado		Compro- metido	Real Acum + Compr om.	POA Anual Disponi ble	Avance		Indicadores		
			Real	POA				Econ.	Físico	VAC	VAN	TIR
NVA TRANSRADIO 220/132/13,2 KV-2X300MVA	Crec. Vegetativo	30.511	19.206	15.634	2.161	21.367	-5.733	137%	108%	18.384		
NVA ALIM. S. CATALINA Y ECHEV. DE TRANSRADIO	Crec. Vegetativo	16.331	3.540	14.479	1.104	4.644	9.834	32%	39%	5.551		
NORMALIZACIÓN T1	Pérdidas	9.062	15	9.062		15	9.047	0%	33%	0	744	26%
NVA SE GLEW 132/13,2 KV - 2X40MVA	Crec. Vegetativo	7.745	1.954	7.011	575	2.529	4.482	36%	66%	1.889		
ATENCION DE CLIENTES T1	Nvas Conexiones	5.898	2.510	5.898	65	2.574	3.323	44%	102%	0	12.951	28%
MEGAPROYECTOS	Nvas Conexiones	5.671	0	5.671	0	0	5.671	0%	0%	0	12.951	28%
CONVERSIÓN SE BANFIELD 132/13,2 KV - SE	Crec. Vegetativo	10.672	6.494	5.616	606	7.100	-1.484	126%	69%	6.710		
ELIMINACION DE PELIGRO MT-AQ	Seguridad	5.356	4.386	535	403	4.789	565	89%	100%	3.973		
NVA ALIMENTACIÓN CAÑUELAS	Crec. Vegetativo	5.409	26	4.964	0	26	4.938	1%	0%	26		
AMPL. MTE CHINGOLO A 2X80 MVA	Crec. Vegetativo	4.606	2.980	4.585	1.124	4.104	480	90%	74%	2.683		

Ampla (Brasil) - MSR											
Nombre Proyecto	Clasif.	Total Proy.	Acumulado		Compro- metido	Real Acum + Compro m.	POA Anual Disponi ble	Avance		Indicadores	
			Real	POA				Econ.	Físico	VAN	TIR
NOVAS LIGACOES - GRUPO B	Nvas Conexiones	237.246	36.971	42.166	31	37.003	5.163	88%	93%	149.692	27%
EXTENSAO DE REDES DE DISTRIBUICAO	Nvas Conexiones	357.182	66.807	42.078	544	67.351	-25.273	160%	95%	57.289	38%
MEDICAO ELETRONICA	Pérdidas	166.296	59.798	42.071	814	60.613	-18.542	144%	127%	91.269	39%
REDE AMPLA	Pérdidas	240.732	44.548	27.924	9	44.556	-16.632	160%	99%	91.269	39%
DEMANDA DO SISTEMA AMPLA	Crec. Vegetativo	31.235	22.555	26.653	441	22.995	3.658	86%	100%		
CONEXAO REDE AMPLA	Pérdidas	269.126	25.681	24.034	81	25.763	-1.729	107%	99%	91.269	39%
NORMALIZACAO TRADICIONAL	Pérdidas	171.902	26.420	23.144	57	26.477	-3.333	114%	126%	14.267	43%
NORMALIZACAO GRANDES CLIENTES	Pérdidas	113.001	11.772	12.292	0	11.772	520	96%	233%	24.968	72%
QUALIDADE - REDES DE DISTRIBUICAO	Calidad	59.595	31.584	10.313	101	31.685	-21.372	307%	100%		
NOVAS LIGACOES - GRUPO A	Nvas Conexiones	6.530	6.473	6.530	0	6.473	57	99%	83%		27%

Coelce (Brasil) - MSR											
Nombre Proyecto	Clasif.	Total Proy.	Acumulado		Compro- metido	Real Acum + Comprom.	POA Anual Disponi ble	Avance		Indicadores	
			Real	POA				Econ.	Físico	VAN	TIR
PROGRAMA LUZ PARA TODOS	Otros req. Legales	417.922	90.582	94.999	844	91.425	3.574	96%	104%		
OBRAS DA DT044 - LUZ PARA TODOS	Nvas Conexiones	141.145	13.148	47.366	0	13.148	34.219	28%	28%	-6.996	15%
NOVOS CLIENTES DO GRUPO B E IP - REDE	Nvas Conexiones	343.535	52.639	33.496	3051	55.690	-22.194	166%	148%	-19.360	11%
NORMALIZACAO DE DLIENTES	Pérdidas	368.993	30.982	29.865	72	31.054	-1.189	104%	99%	6.064	31%
NOVOS CLIENTES DO GRUPO B - LIGACAO	Nvas Conexiones	377.962	32.427	24.711	10	32.437	-7.726	131%	105%	27.720	47%
PROG. INVESTIMENTOS ESPECIAIS ESTADO	Otros req. Legales	203.530	17.587	23.885	753	18.340	5.545	77%	81%		
REDES DAT	Pérdidas	79.847	11.502	11.698	228	11.730	-32	100%	76%	214	24%
ATUALIZACAO TECNOLOGICA PRESIDENCIA	Estratégicas	22.083		9.569	0	0	9.569	0%	0%		
OBRAS DA DT044 - MT	Nvas Conexiones	45.434	5.588	5.246	0	5.588	-341	107%	106%	-3.970	2%
SE VARJOTA - PI 2006	Crec. vegetativo	10.895	4.853	4.705	67	4.920	-215	105%	70%	74.283	80%

Chilectra (Chile) - MM\$ Ch									
Nombre Proyecto	Clasif.	Total	Acumulado		Compro- metido	Real Acum +	POA Anual Disponibles	Avance	
		Proy.	Real	POA		Comprom.		Econ.	Físico
SOLICITUDES DE GCIA. GRANDES CLIENTES	Nvas Conexiones	22.805	11.539	4.312	1.616	13.155	-8.843	305%	
ALIMENTADORES GRANDES CLIENTES 2006	Nvas Conexiones	21.096	3.300	4.000	13	3.312	688	83%	100%
SUBTERRANIZACIONES Y CONCESIONES 2006	Nvas Conexiones	5.144	2.431	1.843	409	2.841	-997	154%	
SOLICITUDES CLIENTES NEGOCIOS EMPRESAS	Nvas Conexiones	8.594	2.834	1.570	174	3.009	-1.439	192%	
BATUCO: INSTALACION TRANSF. 50 MVA	Crec. Vegetativo	1.442	1.311	1.442	2	1.313	129	91%	100%
CLIENTES SUBGERENCIA SERV. AL CLIENTE	Nvas Conexiones	14.795	2.789	1.305	253	3.042	-1.736	233%	
LOS DOMINICOS: 7° ALIMENTADOR	Crec. Vegetativo	938	1.100	938	1	1.101	-163	117%	100%
MACUL: REEMPLAZO TRANSF. 25X50 MVA	Crec. Vegetativo	932	721	932	1	722	211	77%	100%
SIST. DE DISTRIB. SDA (PROY. CORPORATIVO)	Estratégicas	1.967	1.522	900	0	1.522	-622	169%	100%
SOTERRAMIENTO 2006	Nvas Conexiones	4.672	0	880	0	0	880		

Edelnor (Perú) - MS									
Nombre Proyecto	Clasif.	Total	Acumulado		Real Acum +	POA Anual Disponibles	Avance		
		Proy.	Real	POA			Comprom.	Econ.	Físico
AMPLIACIÓN REDES MT/BT CLIENTES MENORES	Nvas Conexiones	51.348	17.166	14.190	17.166	-2.976	121%	100%	
NVA SET VENTANILLA 2X120 MVA - 220/60 KV	Crec. Vegetativo	25.396	10.944	10.181	10.944	-764	108%	84%	
PROYECTO NORMALIZACION MEDICION	Pérdidas	43.168	10.711	8.684	10.711	-2.028	123%	100%	
AMPLIACION REDES MT/BT CLIENTES MAYORES	Nvas Conexiones	31.223	12.212	7.352	12.212	-4.860	166%	100%	
REMODELACION SEDES CORPORATIVAS	Estratégicas	7.235	8.621	7.235	8.621	-1.387	119%	60%	
AMPLIACION REDES MT/BT NVAS HABILITACIONES	Nvas Conexiones	23.298	9.030	5.697	9.030	-3.333	159%	100%	
MEJORA SISTEMA ALUMBRADO PÚBLICO	Calidad	20.264	3.670	4.217	3.670	547	87%	100%	
NORMALIZACIÓN REDES MT/BT POR SOBRECARGA	Calidad	18.190	3.570	3.896	3.570	325	92%	100%	
PROY. REFORMA REDES BT POR HURTO DE ENERGIA	Pérdidas	13.180	3.601	3.290	3.601	-311	109%	100%	
AMPLIACION REDES MT POR CLIENTES MT	Crec. Vegetativo	14.882	2.953	3.143	2.953	189	94%	100%	

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Aguirre Leo, Francisco. Sector Eléctrico en Chile, Evolución del negocio y sus precios. Conferencia Banco Bice, septiembre 2009.
- Alvear Rodríguez, Tatiana: “Sistemas de Información para el Control de Gestión. Un apoyo a la gestión empresarial”. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. 2005.
- Baumgartner N., Josip: “Tarifas y contratos de suministro eléctrico aplicando Ley Corta I y Ley Corta II”. Santiago, 26 de julio de 2005.
- Código Civil, 14ª Edición. Editorial Jurídica de Chile, mayo de 2001.
- Código de Aguas, 15ª Edición. Editorial Jurídica de Chile, junio de 2000.
- Código de Comercio, 14ª Edición. Editorial Jurídica de Chile, mayo de 2001.
- Decreto N° 632 del 13 de noviembre de 2000 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Fija fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución (Diario Oficial del 15 de noviembre de 2000).
- Díaz Carrasco, Claudia - Diseño de un sistema de control de gestión para un centro de innovación tecnológica. Universidad de Chile. 2005.
- Diccionario de Magnitudes de Seguimiento del grupo Endesa España, versión empresas internacionales, Dirección Corporativa de Planificación y Control, mayo de 1999 / versión r1 9-6.
- Endesa Chile: Ambiente Regulatorio Latinoamérica, Presentación. Octubre de 2009.
- Escobar Rodríguez, Tomás: “El Cuadro de Mando como herramienta para el control de Gestión”. Revista Española de Financiación y Contabilidad. Vol. XXXI, N° 113. España, Septiembre de 2002.

- García Echevarría, F.: El Controlling Moderno: Base del Management. Revista Administración y Dirección de Empresas, No. 160, pág. 45-56. Madrid, Septiembre. 1994.
- Informe Anual Energía Eléctrica 2010. Instituto Nacional de Estadísticas. Agosto de 2010.
- Instructivo Control de Inversiones Enersis S.A., Gerencia de Planificación y Control, enero 2000.
- Informe de Riesgos de Mercado Eléctrico, IRM 07 bases POA 07 – PM 08, Dirección de Gestión de Energía, Sub Dirección Gestión y Control de Riesgos de Mercado.
- Ley 18.046, Ley sobre Sociedades Anónimas de Chile, 22 de octubre de 1981.
- Ley 19.940, Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 12 de marzo de 2004.
- Ley 20.018, Ley Corta II, Modifica Marco Normativo del Sector Eléctrico. 19 de mayo de 2005.
- López, Galo: Apuntes de Gerencia Internacional. Cátedra de la carrera Administración de Negocios Internacionales. Universidad de Valparaíso. 2009.
- López – Brea B., Marcos: “La Evolución del Negocio de las Empresas Eléctricas. Retos Estratégicos”. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas, Madrid. 2003.
- Manual de Planificación, Seguimiento y Control de Endesa, anexo 2, Relación de actividades SIE, Dirección Corporativa de Planificación y Control, versión 1.0 - octubre 2003.

- Manual de Planificación, Seguimiento y Control de Endesa, anexo 3, Norma 037 Elaboración y Aprobación del POA – PM, Dirección Corporativa de Planificación y Control, versión 1.0 - octubre 2003.
- Memoria Anual Enersis 2010.
- Pérez – Carballo Veiga, Juan F.: “Control de la Gestión Empresarial. Texto y Casos”. Editorial ESIC (Escuela Superior de Gestión Comercial y Marketing). Cuarta Edición. Madrid, 2000.
- Press Release Endesa Chile, Santiago, Chile, 24 de enero de 2010, Jaime Montero, Investor Relations Director, Endesa Chile.
- Rodríguez G., Jorge: “Certeza Jurídica e Incentivos a la Inversión: Política y Práctica de una Relación Causal”. Junio de 2005.
- Saavedra Lillo, Rodrigo - Control de gestión y auditoria de la función de recursos humanos en la empresa actual. Universidad de Chile. 2008.
- Securities and Exchange Commission, Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934 Washington, DC, Form 20-F Enersis 2010.
- Valcarce D., Mario: “Innovación y Eficiencia en el Financiamiento Corporativo”. Presentación. 21 de abril de 2009.
- Yáñez G., César: “Las Estrategias de las Empresas Transnacionales Españolas en América Latina. Los casos de Endesa y Telefónica”. Revista Instituciones y Desarrollo N° 12-13 (2002). Institut Internacional de Governabilitat de Catalunya.

#### Referencias de Internet:

- [www.bolsadesantiago.com](http://www.bolsadesantiago.com): página web Bolsa de Comercio de Santiago de Chile.
- [www.economia48.com](http://www.economia48.com): página web Enciclopedia de Economía.
- [www.eiu.com](http://www.eiu.com): página web Economist Intelligence Unit.
- [www.endesa.cl](http://www.endesa.cl): página web Endesa Chile S.A.
- [www.endesa.com](http://www.endesa.com): página web Endesa España S.A.
- [www.enersis.cl](http://www.enersis.cl): página web Enersis S.A.