

Memoria anual 2011

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones
Eléctricas

Sumario

La empresa y su entorno

La Gestión de Instalación

Comercialización de producto

Gestión de producto

Gestión de los recursos

Proyección al exterior

Información económica y estados contables

Mensaje del Presidente

En este año 2011, después del 21 de octubre de 2011 comenzamos a transitar el centenario de nuestra empresa, no es poca cosa, hace casi 100 años que UTE ilumina al país, proporcionando la energía que nos une. Lo que nos cuentan los diarios y libros de nuestra historia, es que la necesidad de producir energía eléctrica surgió como alternativa al gas que alimentaba el alumbrado público en zonas de Montevideo por iniciativa de privados y luego de la Junta Local, y otras ciudades del interior.

Si se analizan las versiones taquigráficas del proceso de aprobación de la ley de creación de UTE, se percibe que los principios y fundamentos de nuestra empresa son absolutamente los mismos que hoy nos rige. En las últimas décadas lo único que se incorporó al objetivo de suministrar energía al mínimo costo, es hacerlo en forma sostenible y con una calidad adecuada.

En los comienzos de la Empresa el costo de la energía eléctrica no era accesible para todos. Basta analizar la evolución de los pliegos tarifarios para ver cómo se posicionaba la empresa para atender por ejemplo a las familias o los sectores más necesitados. Hoy el marco legal no permite discriminar a no ser por la modalidad de consumo, pero UTE mantiene una tradición de redistribución positiva entre todos los habitantes de la República, es claro que los costos de distribución no son los mismos, pero la energía eléctrica cuesta lo mismo en el campo que en la ciudad, en un Departamento del norte, del litoral o del sur.

Además de preparar con alegría la celebración de los 100 años continuamos enfrentado también un número muy importante de desafíos en muchos de los cuales se han desarrollado acciones en procura de cumplir las metas y objetivos planteados, así como minimizar posibles impactos negativos, promoviendo en forma continua la universalización del servicio eléctrico y el apoyo al desarrollo del proyecto de “Uruguay Productivo” todo en el marco de un fuerte compromiso social.

Este año la empresa mantuvo altos niveles en la calidad de servicio y en la atención a nuestros clientes, situación que nos ha permitido nuevamente ubicarnos en lugares protagónico en la encuesta realizada por la CIER, recibiendo una muy alta calificación por parte de los mismos.

Nuevamente tenemos que decir que la gestión de UTE materializada en el accionar de las distintas Unidades de la Empresa ha mostrado un fuerte compromiso con el cuidado del medio ambiente, asegurando la satisfacción de la demanda con un nivel de calidad adecuado desarrollando y diversificando fuentes renovables (eólica, biomasa, etc.), promoviendo la inversión productiva en el país.

Es importante reafirmar el compromiso y el trabajo de todo el “Equipo de funcionarios de la Empresa y de este Directorio” para fortalecer a UTE como una empresa pública, eficiente, moderna, con un alto nivel de tecnología, en el desarrollo de un nuevo modelo de gestión de sus trabajadores basados en el definición y promoción de las competencias, adecuando la estructura organizativa y la escala salarial de manera que sean ágiles y flexibles para atender en forma equitativa y respetuosa el principio de igualdad de oportunidad, derechos y obligaciones de todos sus trabajadores.

Todo lo anterior es fundamental profundizarlo dado que los que trabajamos en UTE debemos continuar incorporando en nuestra gestión la consideración de los impactos de sus servicios sobre el conjunto de la sociedad, evaluando en forma permanente la calidad de los procesos que desarrollamos y producimos.

Debemos tener presente que una gestión socialmente responsable solo se torna factible a partir de la obtención de niveles de rentabilidad que garanticen la sustentabilidad de la empresa y generen valor público que beneficie a la Empresa y al País en su conjunto.

Este proceso es largo, no es lineal, pero debe promover la formación de una nueva cultura que jerarquice y potencie a las personas para lo cual es importante reiterar la importancia del factor humano y la consideración de las competencias laborales en torno a aquellos principios y criterios que contribuyen a forjar la figura del servidor público.

Si logramos transitar por este camino vamos sin duda a constituirnos en la opción preferible para la satisfacción de la demanda energética, manteniendo y profundizando el objetivo de ser una empresa pública integrada verticalmente, en el marco de una gestión socialmente responsable; generando las soluciones energéticas más convenientes para nuestra sociedad.

Tal como lo expresamos el año 2010, somos conscientes de las enormes expectativas del momento que vivimos, y que estas se vuelcan con especial exigencia en nuestra empresa tanto por parte de la sociedad, como de parte de nuestros propios funcionarios y funcionarias.

En se sentido y de acuerdo a los objetivos estratégicos definidos se continúan desarrollando planes y proyectos, que se reflejan claramente en un ambicioso plan de inversiones que para el periodo 2011-2015 asciende a más de 1.500 millones de dólares en el período.

Entre los hitos más destacables del 2011 podemos señalar entre otros:

- ✓ UTE con un 82 % de aprobación lideró la opinión pública sobre los Entes Públicos.

- ✓ El consumo eléctrico del 2011 fue superior al año anterior y se estima que la demanda seguirá creciendo en los próximos años estimándose que para el año 2016 el crecimiento será del orden del 20%
- ✓ Se ha desarrollado una nueva campaña para promover la tarifa Doble Horario Residencial, sin costo para los clientes y que implica un ahorro en los consumos de los clientes de aproximadamente un 10 %.
- ✓ Se han licitados en tres procesos competitivos la compra de energía eólica.
- ✓ UTE promueve la compra de los excedentes eléctricos generados por particulares que permitirían cubrir un significativo porcentaje de la demanda.
- ✓ Se culminó la negociación con el FOCEM para el financiamiento de la Interconexión con Brasil de 500 MW por millones de dólares 80.
- ✓ UTE participó activamente para la definición de la Ley 18.860 aprobada en diciembre del presente, la cual regula y promueve la gestión eficiente del Alumbrado Público y los criterios de actualización y cancelación de las deudas que los Gobiernos Departamentales mantienen con UTE.
- ✓ La Empresa conjuntamente con la Dirección de Energía, el Banco Hipotecario y URSEA promueven el desarrollo del Plan Solar que permitirá a los clientes incorporar a su sistema eléctrico los colectores solares. En este tema UTE tiene un rol fundamental al subsidiar la colocación de los mismos.
- ✓ En relación a la meta de desarrollar un nuevo Modelo de Gestión de los Recursos Humanos y la Estructura Organizativa se definió la estructura de primer nivel y se definió el plan de actividades para el año 2012 para completar la definición de la Estructura Organizativa, la Evaluación de los Puestos de Trabajo valorados con la metodología "HAY", así como la Escala Salarial asociada que promueva la equidad interna y el desarrollo de la Carrera Funcional de todos los funcionarios de la Empresa.
- ✓ Se continuo desarrollado distintos programas de integración y promoción de la equidad :
 - Se trabajó con el Ministerio de Desarrollo Social en la definición de un convenio para la contratación de Cooperativas Sociales.
 - Se avanzó en la implementación del Programa de Calidad con Equidad de Género.
- ✓ Se trabajó en acciones que permitieran aumentar la confiabilidad de las instalaciones de Trasmisión y Distribución, para dar respuesta a la regulación, en la expansión de la red para dar el adecuado respaldo a los circuitos radiales y responder a los nuevos emprendimientos de generación de energías renovables y al crecimiento de la demanda.
- ✓ Se continuó con la definición y desarrollo del nuevo sistema comercial (RENOVA) el cual impactará de manera muy positiva en el relacionamiento de nuestros clientes con la Empresa.

En resumen decimos con orgullo que se ha hecho muchísimo, pero también decimos que nos queda mucho por realizar y por supuesto que estamos seguros que todo lo que queda por hacer se hará, porque esta empresa tiene casi 100 años de vida y es una formidable

herramienta que Uruguay tiene para impulsar el desarrollo del país y el bienestar de su gente.

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Presidente del Directorio de UTE

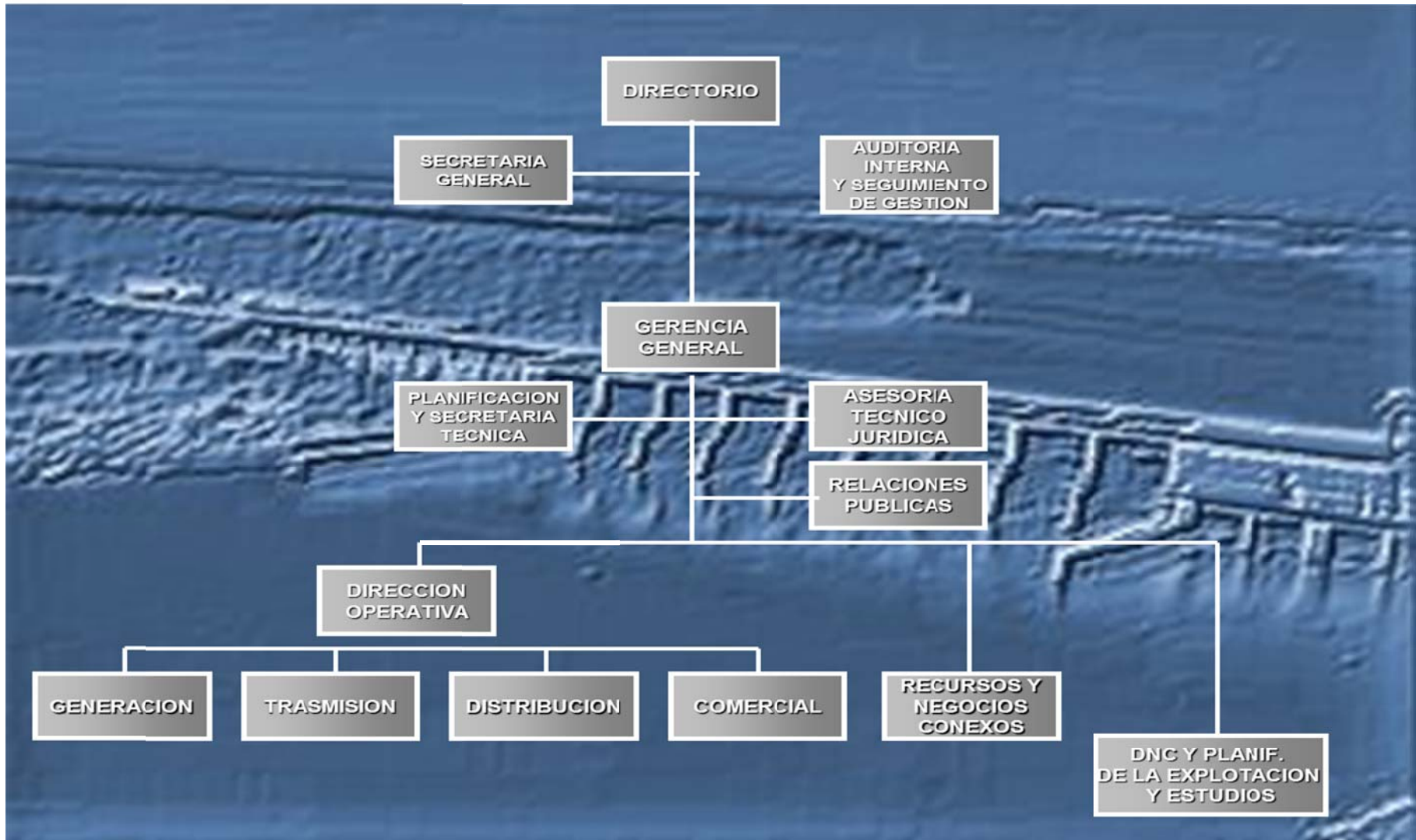
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

DIRECTORIO

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. Cesar Briozzo
Vocal	Sr. Gerardo Rey
Vocal	Dr. Jose Garchitorea
Vocal	Ing. Agr. Enrique Antía

PERSONAL SUPERIOR AI 31/12/11

Gerente General	Cr Carlos Pombo
Dirección Operativa	Ing. Héctor González Bruno
Generación	Ing. Oscar Ferreño
Trasmisión	Ing. Ignacio Ponce De León
Distribución	Ing. Juan Carrasco
Comercial	Cr. Luis Margenat
Despacho Nacional de Cargas y Planificación de la Explotación y Estudios	Ing. Andrés Tozzo
Recursos y Negocios Conexos	Ing. Sist. Silvia Emaldi
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación y Secretaria Técnica	Ing. Jorge Cabrera
Secretaria General	Dr. Jorge Fachola



INFORMACIÓN RELEVANTE ⁽¹⁾	2006	2009	2010	2011
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.283	1.476	1.484	1.484
Carga máxima anual (MW)	1.409	1.684	1.698	1.745
Extensión de la red de transmisión (km)	4.429	4.435	4.441	4.437
Extensión de la red de distribución (km)	68.464	72.909	74.154	75.794
<hr/>				
Energía generada por UTE (GWh)	3.293	4.208	4.650	4.450
Energía comprada (GWh) ⁽²⁾	4.918	4.880	5.255	5.356
Energía exportada (GWh) ⁽³⁾	17	93	510	0
Energía para uso interno (GWh) ⁽⁴⁾	8.194	8.995	9.395	9.806
Energía facturada, mercado regulado (GWh) ⁽⁵⁾	6.613	7.302	7.653	8.018
<hr/>				
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.233	1.283	1.307	1.330
Energía promedio por cliente (kWh) ⁽⁵⁾	5.363	5.691	5.855	6.029
Extensión de la red por cliente (metros)	59	60	60	60
<hr/>				
Cantidad de funcionarios	6.265	6.161	6.092	6.332
Cantidad de servicios por funcionario	197	208	215	210
Energía promedio por funcionario (kWh) ⁽⁵⁾	1:055.547	1:185.197	1:256.238	1:266.267
<hr/>				
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	680.846	1:081.226	1.335.428	1.519.113

NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses. Serie de los últimos tres años y comparación con el 1er. año del quinquenio anterior.
- 2) Solo correspondiente al 2011: 4.521 GWh de compras a Salto Grande, 265 GWh a Argentina, 206 GWh a Brasil y 364 GWh a agentes productores.
- 3) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por ésta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.
- 4) Incluye sistema autónomo diesel.
- 5) Mercado interno; comprende 74 GWh por autoconsumos.

LA EMPRESA Y SU ENTORNO

LA EMPRESA Y SU ENTORNO

Los principales acontecimientos que pautaron la gestión del ejercicio 2011 y sus resultados se presentan a continuación:

- La energía anual entregada al sistema nacional fue 9.805.125 MWh, un 4,4 % superior a la del año 2010, aun cuando se mantuvieron las medidas que apuntan a una mejora en la eficiencia energética (adelanto de la hora legal y campaña de eficiencia energética).
- El pico máximo de potencia ascendió a 1.745 MW día lunes 4 de julio, implicando 47 MW más que el año anterior, equivalente a un incremento de 2,8 %.
- Las centrales ubicadas sobre el Río Negro generaron para abastecer la demanda del Sistema Integrado Nacional (SIN) el 18% del total de energía anual y Salto Grande el 46%. La energía entregada se complementó con energía de origen térmico (Central Batlle y Turbinas de Gas) 26%, suministro de generación distribuida (eólica y biomasa) 4%, importación (Argentina y Brasil) 5% y energía adquirida en el Mercado Spot (no significativo).
- La ganancia del ejercicio 2011 fue de \$ 2.834 millones que traducidos a T/C (\$ 19,903 por Dólar al 31/12/11) equivalen a U\$S 142 millones.
- La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 7.955 GWh, lo que representó un crecimiento del 4,5 % respecto al año 2010.
- El valor del Tc (tiempo total de interrupción por cliente), fue para el presente ejercicio de 11,67 horas.
- Proceso de adquisición de un ciclo combinado a construirse en Punta del Tigre. UTE publicó el llamado a licitación para la compra de una central térmica de ciclo combinado de entre 370 MW y 520 MW de potencia instalada, capaz de operar con gas natural licuado como combustible principal y gas oil como combustible alternativo. El proyecto contempla una configuración flexible con la capacidad de operar como ciclo abierto en caso de indisponibilidad del ciclo de vapor, a los efectos de permitir la entrada anticipada en servicio en ciclo abierto y una mayor flexibilidad operativa y confiabilidad.
- Proyecto de regasificación de gas natural. El avance de proyecto GNL se dio en sus dos principales componentes: a) implementación de una planta de regasificación y b) suministro de GNL a ser regasificado con destino a los usuarios de gas (sector eléctrico y no-eléctrico)

Las tareas se centraron en completar y fortalecer el rol de Gas Sayago S.A. para el desarrollo de las instalaciones físicas, en contratar los estudios de complementación y validación de sitio de la planta, en avanzar en la estructuración del llamado y su financiación y en definir parámetros técnicos a ser incluidos en las especificaciones para la convocatoria internacional prevista. A nivel de Poder Ejecutivo, el proyecto y sus plazos de desarrollo se definieron como de interés directo de Uruguay; teniendo una previsión técnica de desarrollo de obras durante los años 2013 y 2014, con entrada en servicio de instalaciones que sería a partir del primer semestre de 2015.

En relación al suministro de GNL- tarea bajo gestión directa de UTE y ANCAP como tales-, se completó una instancia de contacto con potenciales interesados en la provisión de GNL, explorando posiciones de mercado y características de operatividad asociadas al posible suministro. El plan de trabajo en este componente de proyecto prevé en 2012 - y en consonancia con el avance en la convocatoria de la planta - cumplir acciones de estructuración de la contratación, afinar elementos comerciales del suministro y dejar una base de negociación a ser completada en paralelo con la confirmación de la concreción de la Terminal.

- Interconexión con Brasil. En relación con el Proyecto de Interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay (San Carlos-Melo-Candiota), UTE adjudicó el contrato de construcción llave en mano de la línea de 500 kV que conectará las estaciones de San Carlos con Conversora Melo y la línea Conversora Melo – Brasil en 525 kV a la firma Techint Compañía Técnica Internacional SACI, contrato financiado por el FOCEM a través de fondos no reembolsables. La construcción de esta línea permitirá efectivizar la interconexión con Brasil ampliando la capacidad de intercambio de potencia en 500 MW entre los países. Paralelamente continuó la construcción de la estación convertidora de frecuencia 50hz/60hz de Melo.
- A partir del Decreto 77/006 del Poder Ejecutivo, el cual promueve la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables no tradicionales, ha sido creciente el número de centrales de generación privadas que se han conectado a la red de UTE, o se encuentran en proceso de instalación, firmando los correspondientes Convenios de Conexión/Uso. Estos generadores pueden vender la energía eléctrica generada al Mercado Spot o a UTE mediante la suscripción de Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica.
 - Durante el año 2011 entró en servicio un nuevo emprendimiento eólico de 10 MW de potencia instalada, el cual vende la energía eléctrica generada a UTE a través de un Contrato, y se amplió en 3 MW la potencia instalada de un parque eólico ya existente

(llegando así a 9 MW de potencia instalada) el cual vende la energía eléctrica generada al Mercado Spot. Ambas centrales están conectadas a la red de Distribución.

- Asimismo, se firmaron adendas a los contratos de compraventa de energía eléctrica suscritos con generadores eólicos, a los efectos de reflejar la ampliación de la potencia contratada, por un total de 16.5 MW.
- En relación al Procedimiento de Compra de energía eléctrica generada a partir de fuente eólica, desarrollado en el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 403/009 (Procedimiento K39607 – Eólica I), en el año 2011 se adjudicaron 3 ofertas con centrales de generación de 50 MW de potencia instalada cada una, las que se localizarán en los departamentos de Tacuarembó, Maldonado y Lavalleja respectivamente. Estos generadores suscribieron con UTE los correspondientes Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica y Convenios de Uso. El plazo límite para entrar en servicio estas centrales es el año 2014.
- En el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 159/011, se realizó un nuevo Procedimiento de Compra de energía eléctrica generada a partir de fuente eólica (Procedimiento K41938 – Eólica II), cuya fecha de apertura fue el 23 de agosto de 2011. Se recibieron 23 ofertas por un total de 1097.60 MW. Concluido el proceso de selección en el mes de diciembre, la Comisión Asesora actuante, propuso la adjudicación de 4 proyectos por un total de 192 MW.
- En el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 367/010 y de la Resolución del Directorio de UTE R 11.-1146, durante el año 2011 permanecieron abiertos dos Procedimientos de Compra de energía eléctrica generada a partir de biomasa, con el objetivo de adjudicar hasta 200 MW en cada uno (Procedimientos de Compra K42158 y K42433). Uno de ellos estaba dirigido a centrales de generación cuya potencia instalada fuera menor o igual a 20 MW, y el otro para emprendimientos de entre 20 y 60 MW de potencia instalada. Estos procedimientos contaron con 3 fechas de aperturas parciales (31 de agosto, 30 de octubre y 29 de diciembre), estudiándose de manera conjunta las solicitudes de inscripción recibidas en cada instancia. El procedimiento de compra dirigido a proyectos de mediano y gran porte no tuvo interesados, en tanto que el de centrales de hasta 20 MW recibió 25 solicitudes de inscripción por un total de 354.8 MW de potencia instalada.
- En el marco de Equidad de Género se continuó trabajando con la Gerencia Telecomunicaciones y el Equipo de Calidad con Equidad de Género, obteniendo el Sello de Calidad con Equidad, nivel 3 – Mejora otorgado por el Ministerio de Desarrollo Social.

GESTIÓN DE INSTALACIONES

BALANCE ENERGÉTICO 2011 (GWh)₍₁₎

PRODUCCIÓN BRUTA 9.806 (100%)

SISTEMA INTERCONECTADO 9.806 (100%)

GENERACIÓN UTE ⁽²⁾ 4.450 (45,38%)					COMPRAS 5.356 (54,62%)				SISTEMA AUTÓNOMO DIESEL 0 (0,00%)
HIDRÁULICA	VAPOR	TURBO GAS	DIESEL	EÓLICA	CTM	ARGENTINA	BRASIL	AG. PROD.	
1.805 (18,41%)	717 (7,31%)	1.516 (15,46%)	340 (3,47%)	72 (0,73%)	4.521 (46,10%)	265 (2,70%)	206 (2,10%)	364 (3,71%)	

CONSUMO PROPIO 61 ⁽³⁾ (0,62%)	ENERGÍA DISPONIBLE EN BARRAS DE TRASMISIÓN 9.745 (99,38%)	
	GENERACIÓN NETA UTE 4.389 (44,76%)	ENERGÍA COMPRADA 5.356 (54,62%)
	PRODUCCIÓN ENTREGADA A REDES DE DISTRIBUCIÓN 9.450 (96,37%)	

PÉRDIDAS TRASMISIÓN 295	EXPORTACIÓN		PRODUCCIÓN ENTREGADA A REDES DE DISTRIBUCIÓN 9.450 (96,37%)
	ARGENTINA 0 (0,00%)	BRASIL 0 (0,00%)	

PÉRDIDAS DISTRIB. y COMERC. 1.419	EXPORT. BRASIL (MT y BT) 0 (0,00%)	TOTAL CONSUMO NACIONAL 8.031 (81,90%)							
		GENERAL	RESIDEN.	GRANDES CONS.	MEDIANOS CONS.	OTRAS MULTIH.	ALUMB. PUB.	CLIENTES LIBRES	AUTO CONSUMOS
		724 (7,38%)	2.931 (29,85%)	2.221 (22,65%)	1.408 (14,36%)	417 (4,25%)	243 (2,48%)	13 (0,13%)	74 (0,75%)

PÉRDIDAS 1.714₍₄₎

(1) Los porcentajes se calculan en base a la Producción Bruta.

(2) A partir del 2005 la producción se mide en bornes de transformador, en años anteriores se midió en bornes de alternador.

(3) Incluye los consumos de las poblaciones de las centrales hidroeléctricas por un total de 8 GWh.

(4) Pérdidas en las redes y comerciales.

Nota: No incluye pérdidas de generación.

GESTIÓN ENERGÉTICA

Energía entregada al Sistema Nacional

La energía anual entregada al sistema nacional fue 9.805.125 MWh, un 4,4 % superior a la del año 2010, aun cuando se mantuvieron las medidas que apuntan a una mejora en la eficiencia energética (adelanto de la hora legal y campaña de eficiencia energética).

El pico máximo de potencia ascendió a 1.745 MW día lunes 4 de julio, implicando 47 MW más que el año anterior, equivalente a un incremento de 2,8 %.

El día siguiente al que ocurrió el pico máximo (martes 5 de julio), se verificó el máximo consumo de energía, 33.206 MWh, 2,9% superior al día de mayor consumo de energía del año anterior.

El factor de carga fue 64,3 %, lo que representó un aumento de 1,7 % en relación al año anterior.

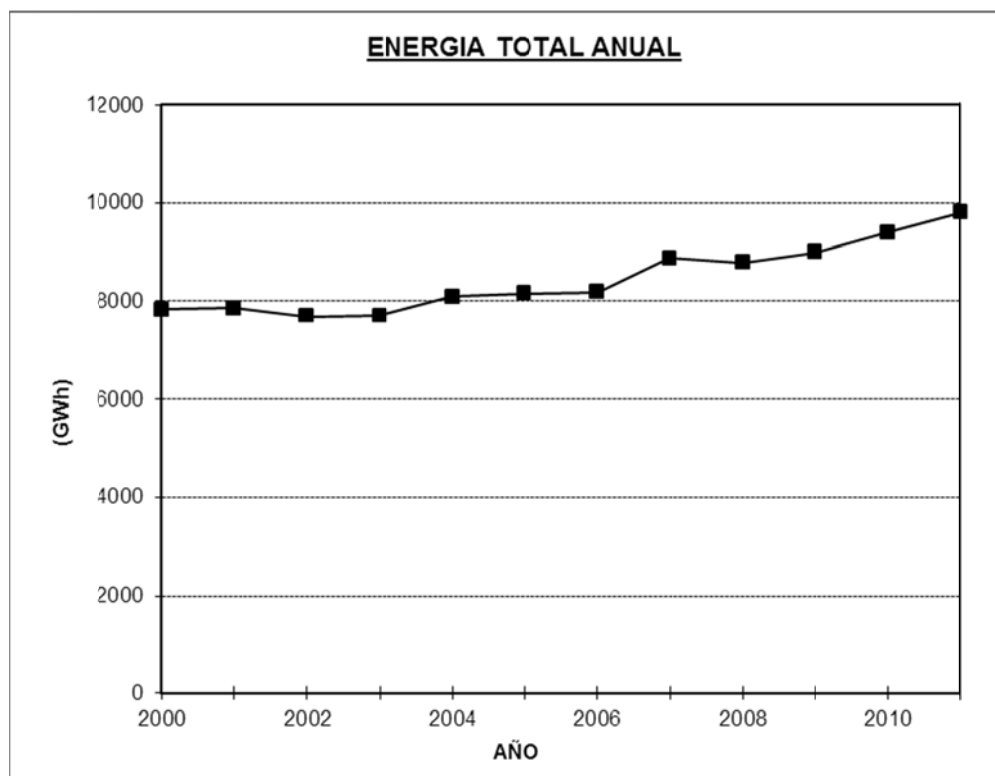


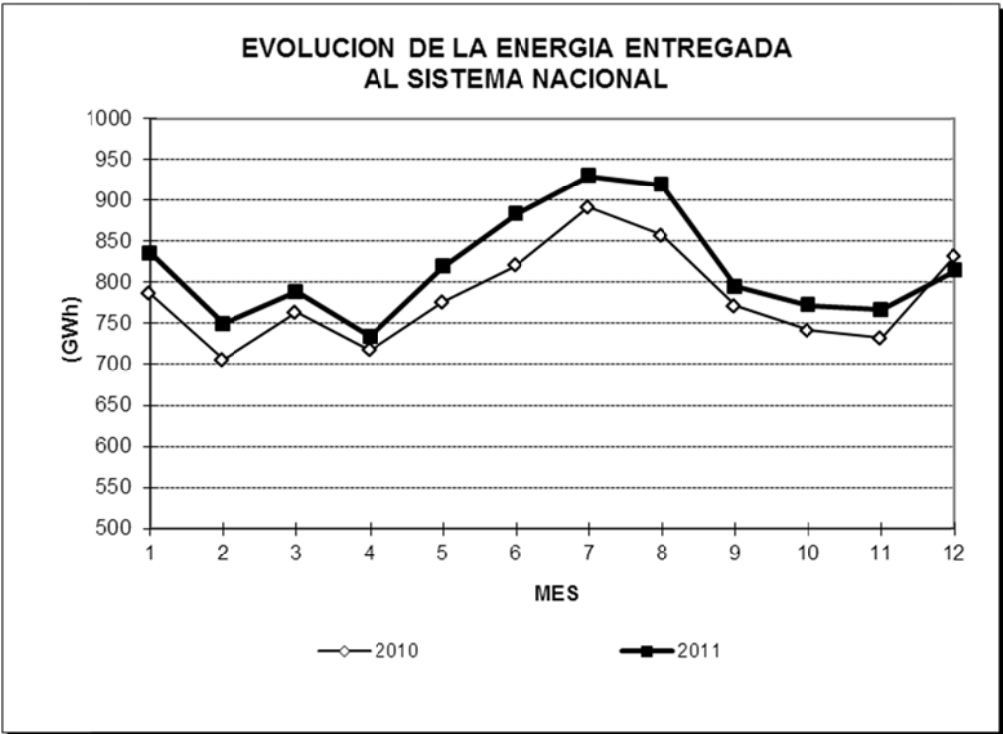
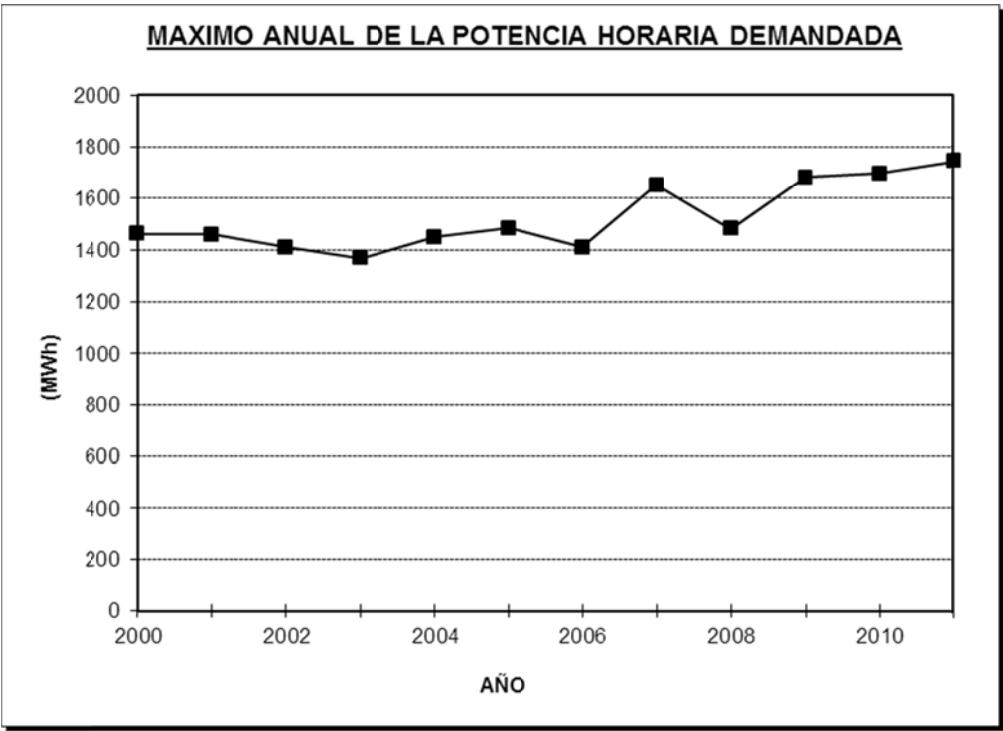
Régimen imperante

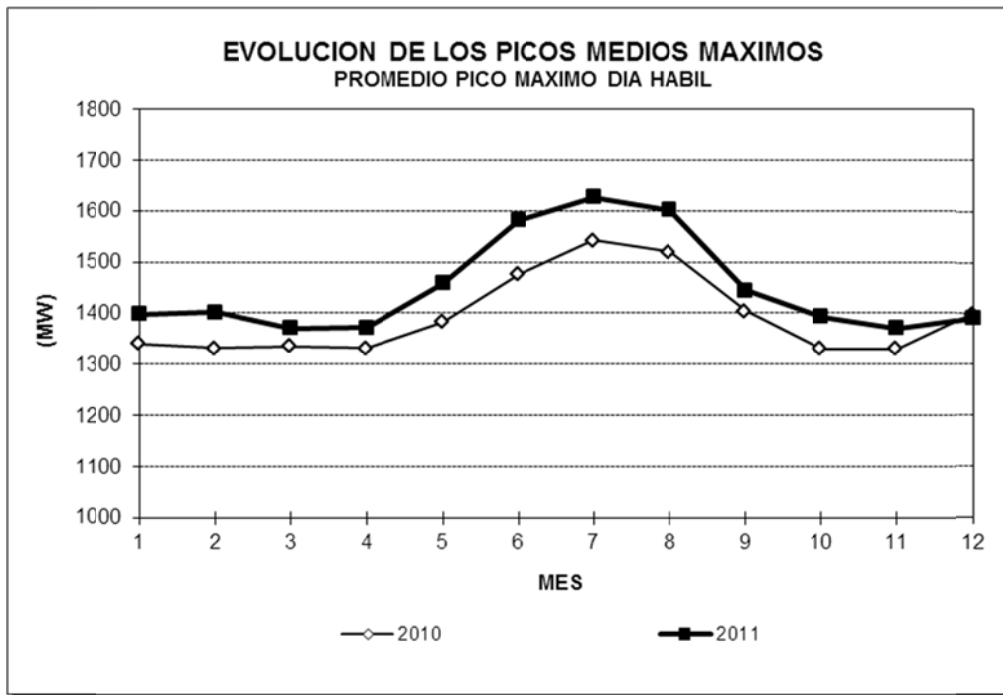
El año 2011 se caracterizó por tener una hidrología con escasos aportes en todo el Río Negro, básicamente durante los meses de enero a abril, setiembre, noviembre y diciembre. Los niveles al comienzo del año eran buenos, dadas las estrategias tomadas en el año 2010 para tener reservas en los embalses. Las cotas al principio del año fueron de 78,41 m en Terra, 38,67 m en Palmar y 34,62 en Salto Grande. Durante el año la generación del Río Negro no superó el 20% de la demanda mensual del SIN. Esto determinó que el resto de la demanda fuera abastecida con generación térmica de UTE, importación de Argentina y Brasil y Generación de Salto Grande.

Las centrales ubicadas sobre el Río Negro generaron para abastecer la demanda del Sistema Integrado Nacional (SIN) el 18% del total de energía anual y Salto Grande el 46%. La energía entregada se complementó con energía de origen térmico (Central Batlle y Turbinas de Gas) 26%, suministro de generación distribuida (eólica y biomasa) 4%, importación (Argentina y Brasil) 5% y energía adquirida en el Mercado Spot (no significativo).

EVOLUCION DE LA ENERGIA Y POTENCIA ENTREGADA







DIAGRAMAS DE CARGA MEDIA

TOTAL ANUAL

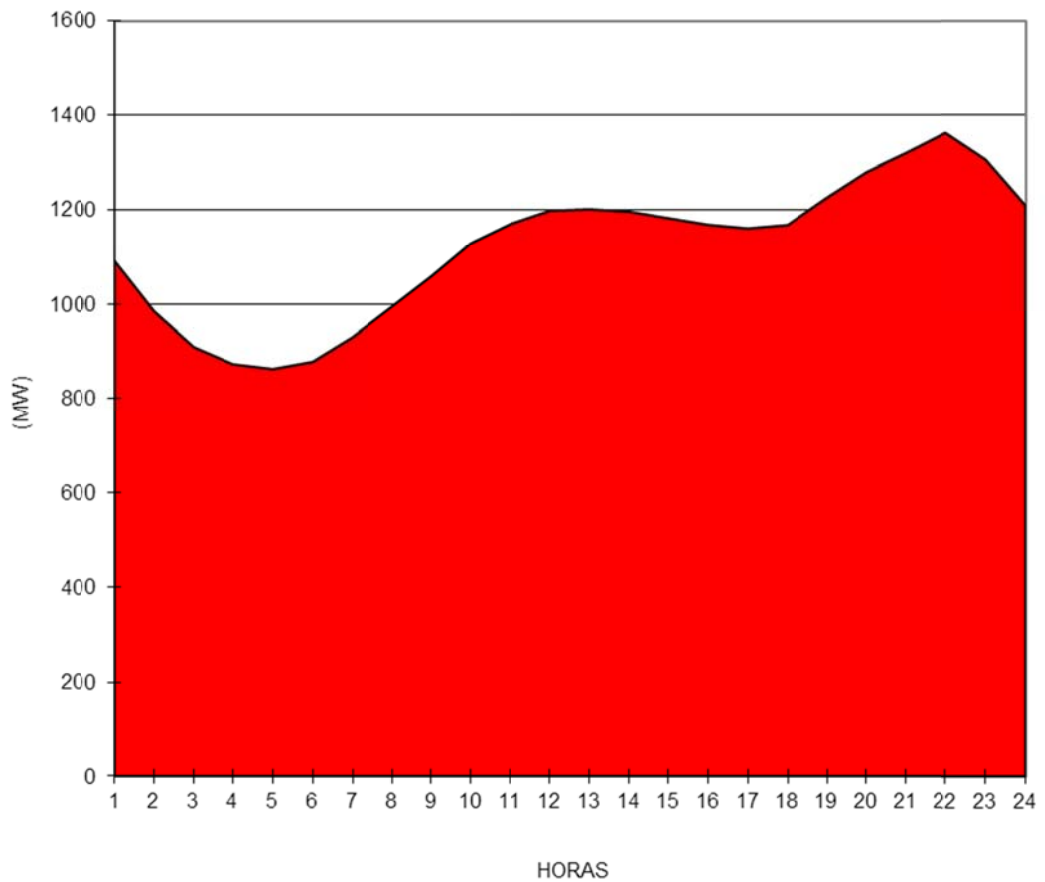
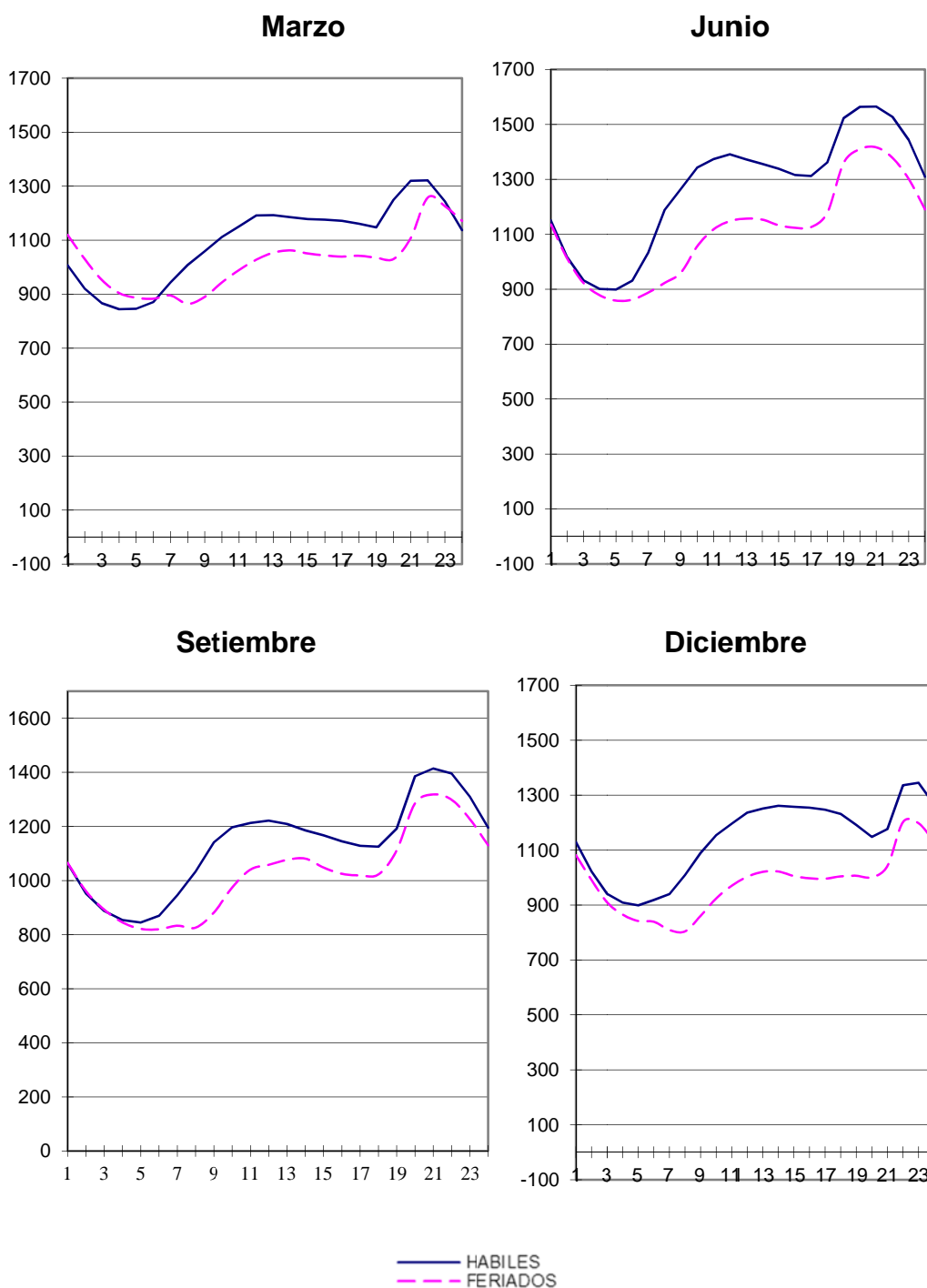


DIAGRAMA DE CARGA MEDIA

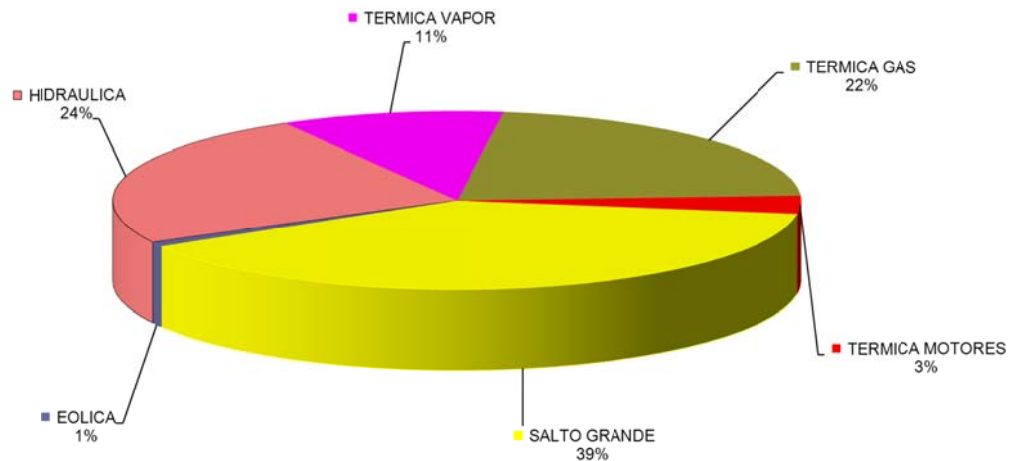


Recursos Energéticos

Generación Térmica

La generación térmica totalizó 2:572.739 MWh en el año, siendo la totalidad de la misma para abastecer la demanda del SIN. La misma fue más del doble de la generada para el año 2010. (1:129.515 MWh).

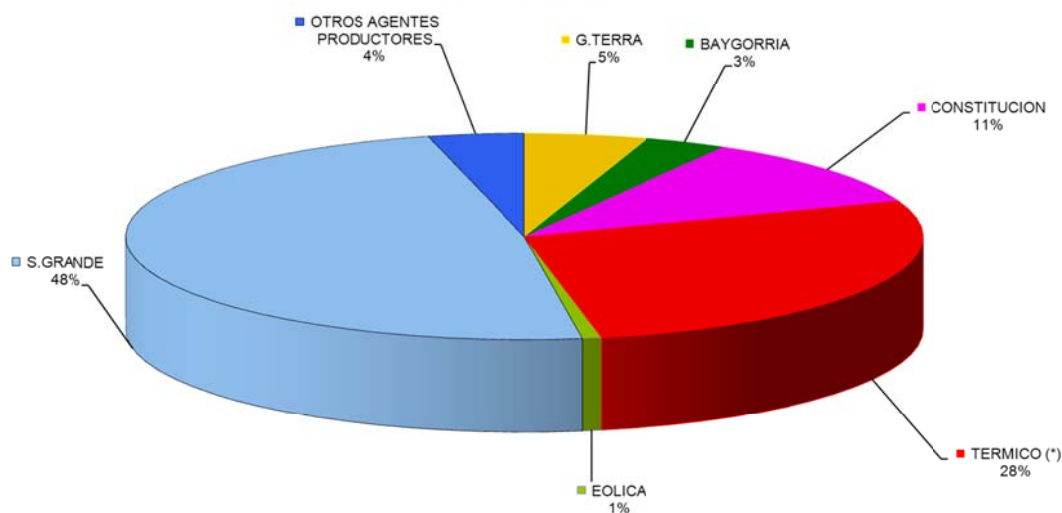
POTENCIA INSTALADA (MW)



Desde los primeros días del año se despachó todo el parque térmico disponible para abastecer la demanda, a los efectos de minimizar el uso de las reservas hidráulicas. La Central Térmica de Respaldo (CTR1) y Sala "B" estuvieron indisponibles por mantenimientos programados durante casi todo el mes de enero. Desde mediados del mes de febrero hasta mediados del mes de mayo la 5ta. Unidad de Central Batlle estuvo indisponible. La unidad 6 de C. Batlle estuvo indisponible desde fines de mayo hasta mediados del mes de junio. Hacia mediados del mes de junio el aumento de aportes en todas las cuencas, permitió retirar buena parte del parque térmico, inicialmente las Turbinas de gas y luego las Turbinas a vapor. Durante los meses de julio y agosto y buena parte de setiembre se mantuvo buena hidraulicidad con lo cual solo se utilizaron motores de la Central Batlle y Punta del Tigre para cubrir en los picos de potencia. En las última semana de setiembre, se despacharon motores a pleno y 5ta. Unidad de Central Batlle. Durante los primeros días del mes de octubre se agregó el despacho de 6ta Unidad de Central Batlle pero a mediados del mes debido al aumento de aportes se sacó nuevamente todo el térmico de servicio, cubriendo picos de potencia solamente con generación de motores.

COMPOSICION DE LA PRODUCCION 2011

Unidad GWh



(*) Incluye Equipos Diesel Interconectados

Durante el mes de noviembre decayeron los aportes en todas la cuencas, con lo que finalizada la primer semana del mes se comenzó a despachar el parque térmico disponible. Durante el mes de diciembre se mantuvo la generación térmica disponible a pleno.

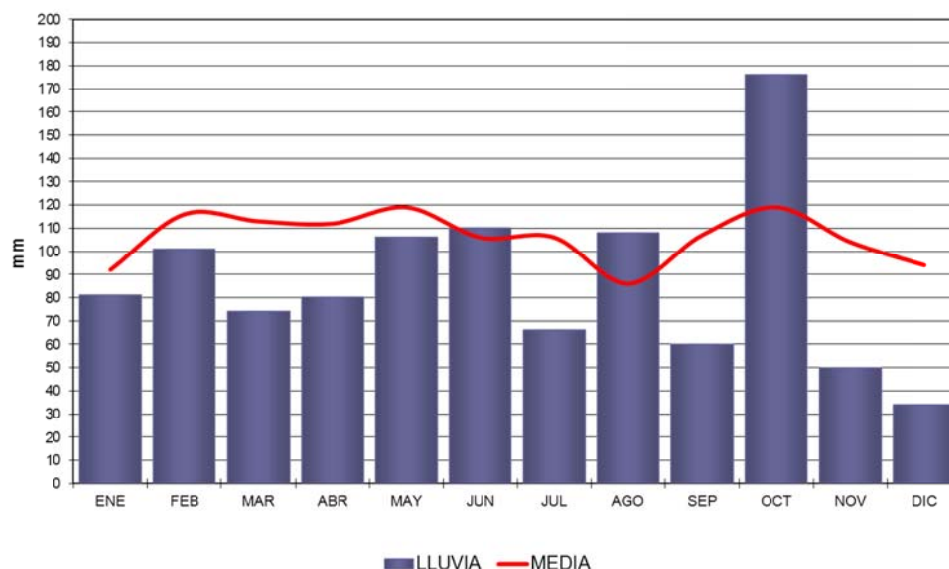
Generación Hidráulica

Características Hidrológicas

El primer trimestre del año fue de aportes muy bajos, en el Río Negro y en el Río Uruguay. Durante el mismo se utilizó la energía almacenada en el embalse de Gabriel Terra abasteciendo un 14% de la demanda con el Río Negro en los meses de enero y marzo y 5 % en febrero. En Salto Grande se comenzó el año con niveles relativamente altos, pero durante el mes de enero dada la escasez de aporte propio y la necesidad de generar para abastecer la demanda el mes cerró con cota relativamente baja (31,83 m). Durante el mes de febrero los aportes en Salto Grande mejoraron notoriamente, lo que hizo que se dejara de convocar la importación Contingente de Argentina y el despacho de la Central Térmica de Respaldo La Tablada.

Durante el mes de marzo los aportes en Salto Grande empezaron relativamente buenos, pasando a disminuir paulatinamente lo que llevó a utilizar todo el térmico disponible, además de casi un metro de energía embalsada en el lago de Terra finalizando el mes con prácticamente la cota mínima registrada en el año en esta central.

ACUMULADO MENSUAL DE LLUVIA EN LA CUENCA TERRA



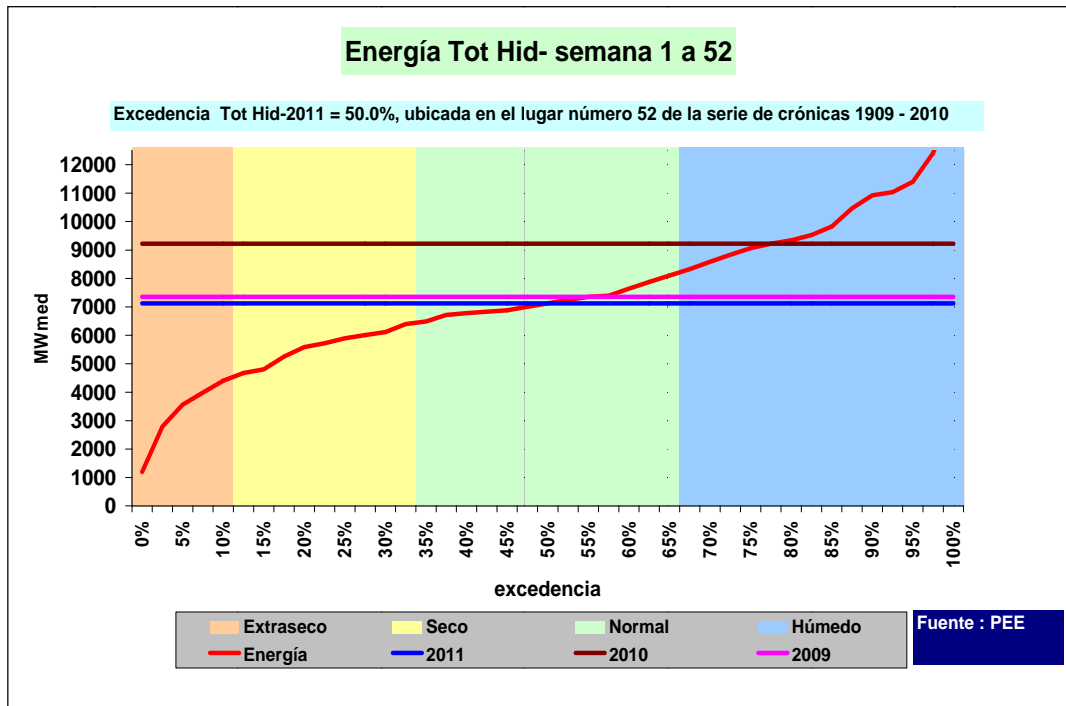
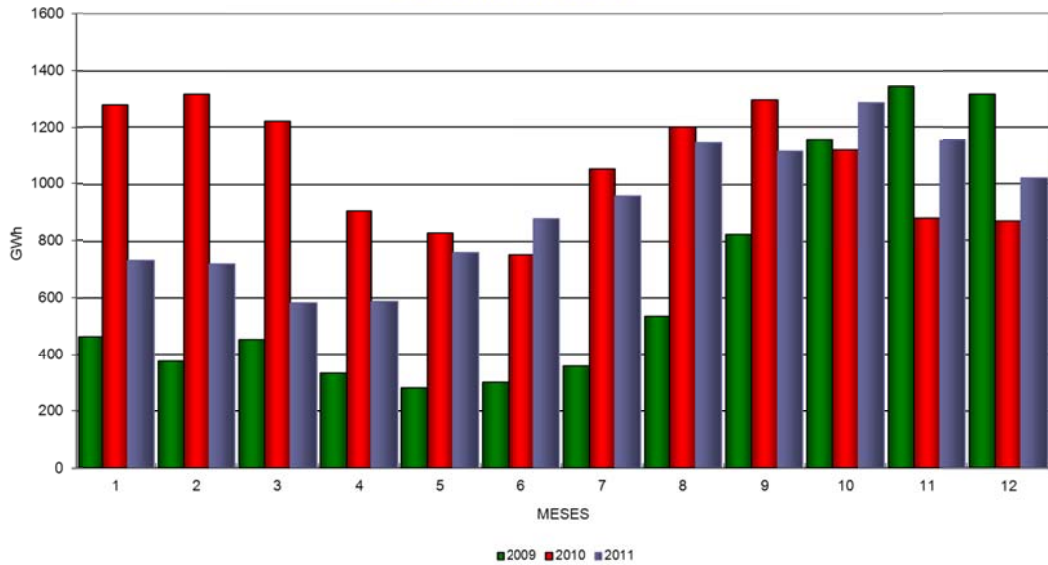
En el segundo trimestre del año los aportes sobre la cuenca de Salto Grande estuvieron dispares, variando desde un mínimo de $2.500 \text{ m}^3/\text{s}$ a un máximo de $12.300 \text{ m}^3/\text{s}$. Con respecto al embalse de Terra, los mismos fueron bajos al principio del trimestre finalizando el mismo con aportes relativamente buenos.

En el tercer trimestre, los aportes fueron buenos para las cuencas de ambos ríos exportándose energía excedentaria de vertimiento de origen hidráulico. Se aumentaron las reservas en lago de Terra, llegando al vertimiento escaso y puntual en Baygorria y Palmar durante algunos días del mes de julio. No se abrieron los vertederos en la Central Terra durante todo el año.

El último trimestre del año, se caracterizó por comenzar con aportes buenos fundamentalmente para el Río Negro, los cuales disminuyeron en forma paulatina hasta llegar a casi nulos al final del período. En el caso del Río Uruguay, los aportes fueron buenos en la primer parte del período, pero los mismos se mantuvieron del orden de los $3.800 \text{ m}^3/\text{s}$ en promedio para el trimestre.

La energía acumulada complejiva correspondiente a los aportes en todas las centrales hidráulicas observando el año completo se encuentra en el tercil normal (50 % de excedencia).

RESERVAS HIDRAULICAS EMBALSES DEL RIO NEGRO



Central Hidráulica Gabriel Terra

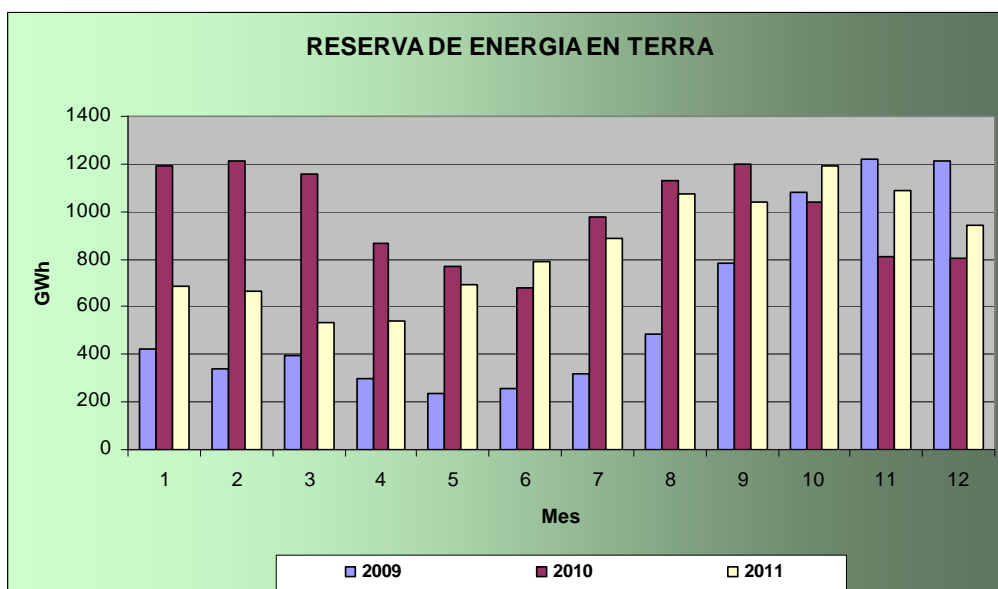
La cota a comienzos del año fue 78,41 m, que se corresponde al 68 % del volumen útil máximo y a un tiempo de vaciado de 93 días generando a pleno. La central se encontraba prácticamente sin entrar en servicio desde fines del mes de noviembre del año anterior, a los efectos de almacenar energía para los meses de verano sustituyendo esta energía con generación térmica e importación de Argentina. Se mantuvo así hasta mediados del mes de enero, donde se comenzó a utilizar la energía almacenada en el embalse hasta el mes de abril, dado que

durante estos meses los aportes fueron prácticamente nulos. A partir del mes de mayo, los aportes comenzaron a mejorar con lo que se aumentó la generación de la central pudiendo mantener la reserva en el mismo nivel que para los meses de verano. En el mes de octubre se registró el aporte máximo anual. En los únicos meses del año en que el aporte mensual superó el medio histórico, fue en los meses de agosto y octubre mientras que para el resto de los meses no llegó a alcanzar el valor medio histórico.

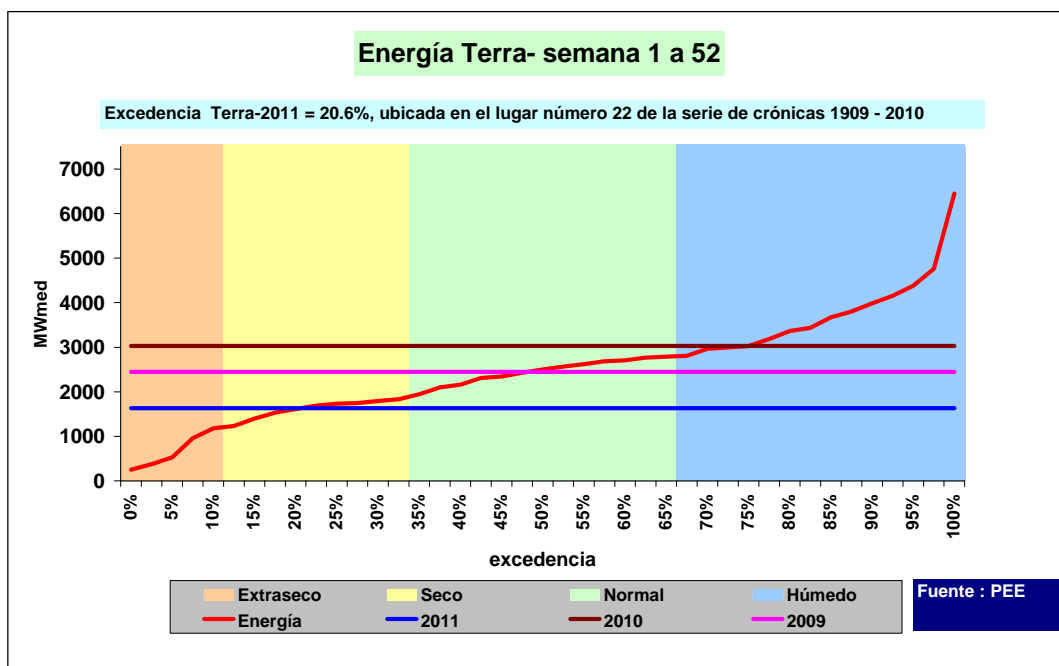
La cota en Terra al finalizar el año se encontraba en 79,27 m. La cota máxima registrada en esta central fue 80,71 m el día 21 de octubre y la cota mínima fue de 76,62 m el día 12 de abril.

Las lluvias acumuladas mensuales, salvo en el mes de octubre, no superaron el valor medio histórico (serie 1994 - 2012). Para el mes de diciembre, las lluvias acumuladas fueron tan escasas, que marcaron el mínimo histórico para ese mes.

Las lluvias acumuladas en el año sobre la cuenca global fueron del orden del 20% inferiores a la media histórica, al igual que las lluvias registradas sobre la cuenca inmediata.



La energía acumulada correspondiente a los aportes en Terra observando el año completo se encuentra en el tercil seco (20.6 % de excedencia ubicada en el lugar número 22 de la serie de crónicas 1909 - 2010).



Centrales Hidráulicas Baygorria y Palmar

Se despacharon de acuerdo a los aportes que se recibieron en sus respectivos embalses y optimizando la generación según se despachara la central Terra, manteniendo el criterio de conservar cierto rango de energía embalsada para los meses de verano. En la central de Palmar, los aportes mensuales no llegaron a superar la media histórica para ningún mes del año. Durante el mes de julio, se alcanzó el aporte máximo de todo el año, mes en que la misma llegó a tener vertimiento alcanzando la cota máxima de 40,36 m el día 23 de julio. La cota mínima fue de 37,47 m y se alcanzó el día 5 de febrero. También se llegó a verter en la central Baygorria durante los meses de mayo y julio, siendo el mismo muy poco significativo.

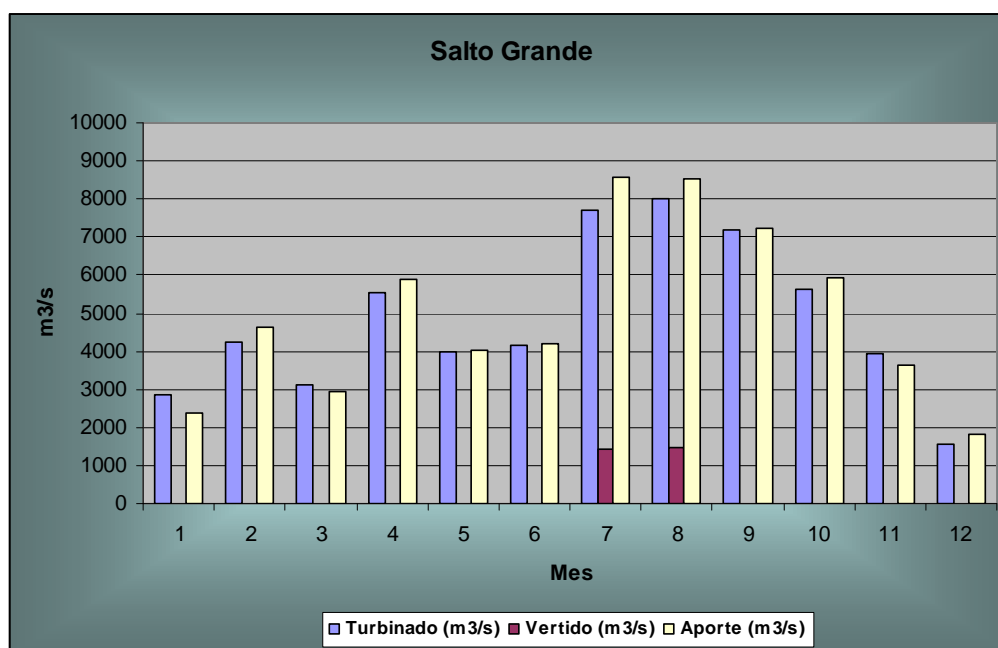
Central Hidráulica de Salto Grande

La cota a comienzos del año fue de 34,62 m, los aportes medios anuales fueron del orden de los 5.000 m³/s y los aportes medios por trimestre fueron: 3.300 m³/s para el primer trimestre, 4.700 m³/s para el segundo, 8.100 m³/s para el tercero y 3.800 m³/s para el cuarto.

Esta central tuvo vertimiento durante los meses de julio y agosto. El valor medio fue del orden de los 1.700 m³/s.

La cota mínima alcanzada fue de 31,53 m en el mes de julio y la misma se debió a que al registrarse lluvias importantes en la cuenca, con pronóstico de aportes del orden de los 10.000 m³/s, se turbinaron valores importantes, a los efectos de poder embalsar la mayor cantidad de agua posible, optimizando el uso de las reservas en el lago. De esta forma se llegó a la cota máxima el día 25 de julio de 35,51 m. Durante el mes de julio se registró el aporte máximo anual de 15.000 m³/s. Los aportes más bajos ocurridos fueron durante el mes de diciembre llegando a los 850 m³/s.

Hubo exportación de excedentes energéticos de vertimiento durante los meses de julio y agosto por un total de 18.800 MWh.



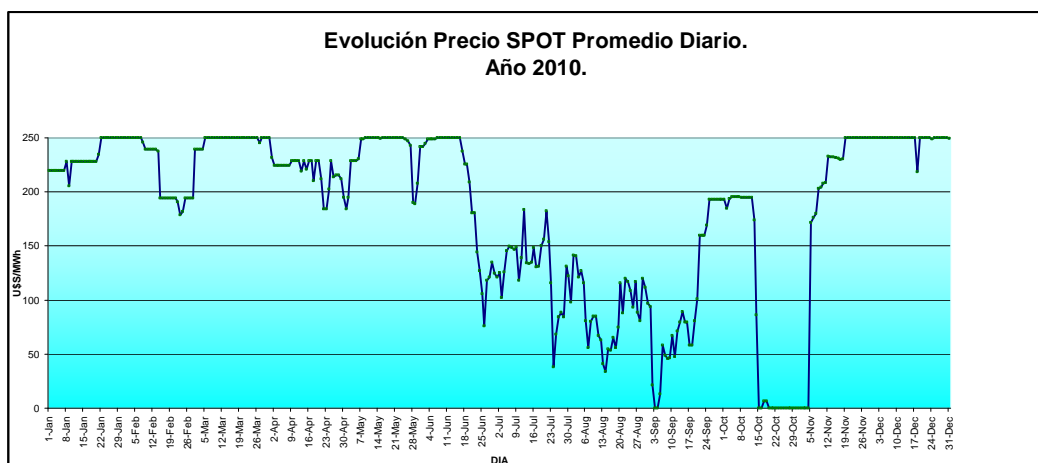
Contratos

UPM (ex – Botnia) en marco del contrato vigente, la energía total generada a partir de los procesos productivos de la planta fue del orden de los 950.000 MWh en el año, mientras que la energía entregada al Sistema Nacional totalizó 236.279 MWh. El consumo de energía de UPM a través de la red de transmisión de UTE fue 12.838 MWh.

OTROS CONTRATOS En el marco de la política de promoción de instalación de generación de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovable no tradicionales, impulsada por el Poder Ejecutivo, un nuevo emprendimiento, que había suscrito Contratos de Compraventa de Energía con UTE entró en servicio en el año 2011, KENTILUX con 11 MW potencia contratada

Mercado Spot

El precio SPOT horario promedio sancionado por ADME para el año 2011 fue más del doble que en el año 2010. El precio spot máximo fijado por el tope estuvo marcando en más del 30% de las horas del año. El promedio del precio spot en el año estuvo en el orden de los 184 U\$\$/MWh.



Generación Distribuida

La inyección de energía a redes de distribución durante el año 2011 totalizó 201.138 MWh, de los cuales 71.982 MWh fueron abastecidos con generación propia de UTE y el resto con generación de terceros.

La generación eólica representó el 54% del total de generación distribuida y el 1% de la generación total para abastecer la demanda, mientras que el 46 % restante fue generado en base a Biomasa y gas.

Intercambios internacionales

Importación

La importación de energía desde Argentina totalizó 456.505 MWh (4,5 % de la energía entregada al SIN). Esta importación se desglosa en 26 503 MWh proveniente de los contratos con CEMSA I y II, 371 MWh proveniente del contrato con Comercializadora Albanesi y 237775 MWh a través de modalidades establecidas en el marco del Convenio de Interconexión.

Durante enero, marzo y mayo se suministraron los contrato CEMSA I y II. Durante el resto del período de vigencia los mismos estuvieron indisponibles. El contrato con Albanesi fue abastecido durante un solo día en el mes de enero.

La importación desde Brasil a través de la Conversora Rivera-Livramento totalizó 191.856 MWh (2 % de la energía entregada al SIN) suministrado por la comercializadora TRADENER LTDA. Para el abastecimiento de energía a la localidad de Cerrillada se importaron 147 MWh en media tensión.

Exportación

La exportación de energía realizada por UTE al sistema argentino fue de 194 MWh de origen hidráulico asociados a excedentes de vertimiento del Río Negro y 18.800 MWh asociados a excedentes de vertimiento de la central de Salto Grande. No hubo exportación de origen térmico hacia este país.

GENERACIÓN

El Sistema de Gestión Integrado de la Gerencia Generación, que incluye lo relativo a Calidad, Medio Ambiente, y Seguridad y Salud Ocupacional está certificado desde 2008.

Durante los días 26, 27 y 28 de setiembre de 2011 se realizó la auditoría de renovación y ampliación por parte LSQA-LATU Sistemas SA y Quality Austria – OQS al Sistema de Gestión Integrado de Generación.

Como resultado se renovó el certificado de conformidad con las normas ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004, sin exclusiones, con alcance a Operación y Mantenimiento de centrales térmicas e hidráulicas, Gestión de embalses, Auscultación de presas, Gestión de proyectos, así como el certificado de conformidad con la norma OHSAS 18001:2007 con alcance a Gerencia de Generación Hidráulica y ampliado al proceso Gestión de proyectos.

GENERACION TÉRMICA

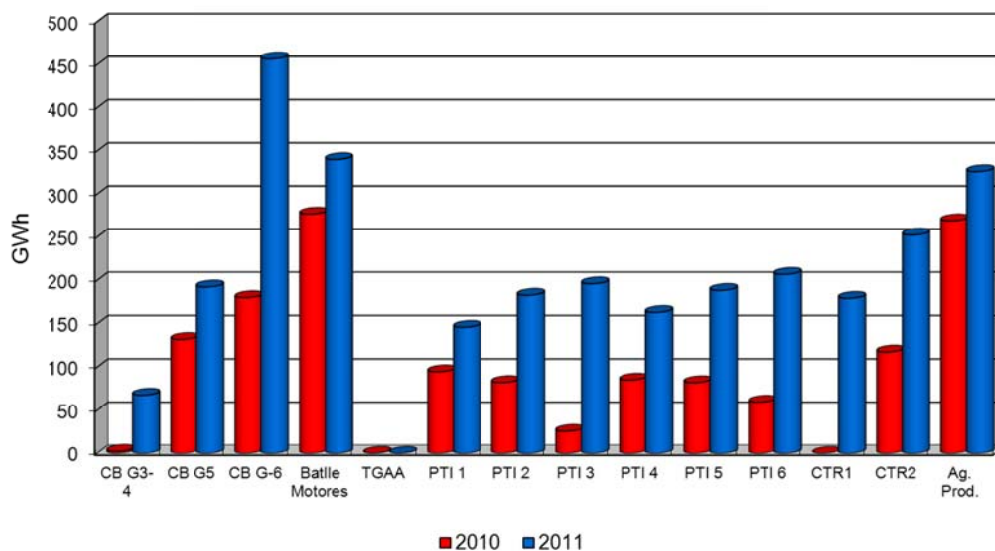
Explotación del parque generador

Las Centrales Térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

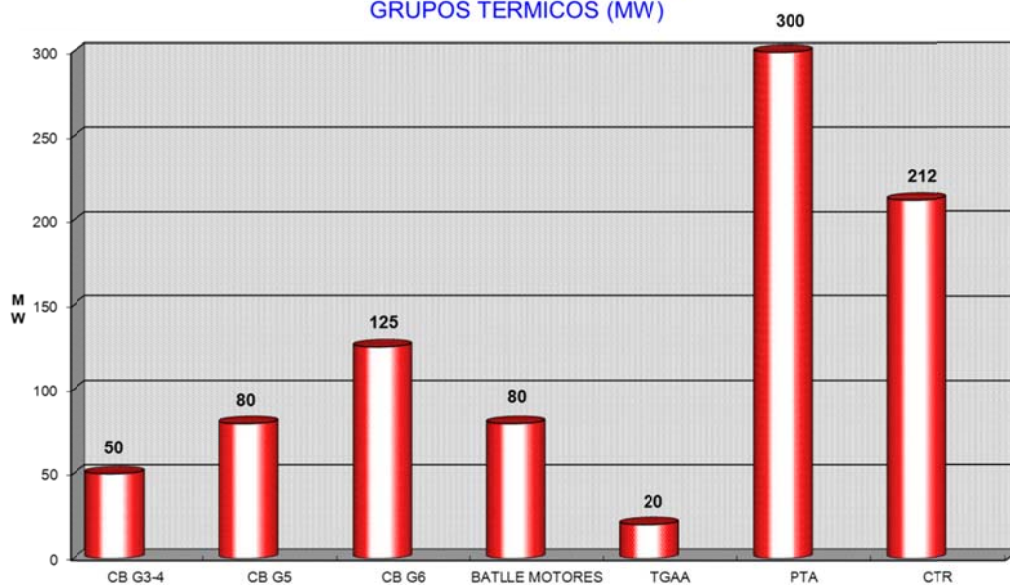
Central	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad programada (%)	Indisponibilidad no programada (%)
Batlle	74,78	8,42	16,8
Maldonado	29,77	0	70,23
Motores Batlle	62,86	31,68	5,45
Punta del Tigre	92,33	1,63	6,04
La Tablada	81,36	15,23	3,41

GENERACION TERMICA POR GRUPO

Acumulado Anual



POTENCIA INSTALADA GRUPOS TERMICOS (MW)



La demanda de generación térmica requirió la realización de un régimen de trabajo especialmente intenso, y recurrir al apoyo de otras unidades de UTE, que prestaron personal.

Central José Batlle y Ordóñez

- 1) La Sala B consumió 23.601 Ton de fuel oil, generando un total de 70.230 MWh, con un rendimiento de 336 g/kWh.
- 2) La 5ª Unidad de Central Batlle durante el año 2011, generó 195.609 MWh y consumió 54.067 Ton de fuel oil, con un rendimiento de 276 g/kWh.

En febrero se debió desarmar la turbina debido a problemas en los álabes lo que implicó un trabajo importante y que no estaba previsto en el plan. Esto hizo que los valores de indisponibilidad de esta unidad fueran muy altos.

3) La 6ª Unidad generó 480.144 MWh, consumió 133.873 Ton de fuel oil, y tuvo un rendimiento de 279 g/kWh.

En esta unidad se realizaron mantenimientos menores y se repararon algunas pinchaduras de tubos de hogar de caldera que implicaron casi un mes de indisponibilidad forzada.

Central Motores

Durante el año 2011 se finalizó la conversión a C2 de los motores de combustión interna ubicados en Central Batlle, para disminuir los valores de emisiones de los mismos.

Se continuó con el contrato de Operación y Mantenimiento para la planta y el mismo se renovó hasta 2013 con el proveedor del equipamiento original.

La Central Motores generó 340.683 MWh y se consumieron 69.831 m3 de fuel oil especial motores, con rendimiento de 205 gr/KWh.

Central Térmica La Tablada

Ambas unidades generaron 441.965 MWh y consumieron 149.930 m3 de gas oil con un rendimiento de 285 g/kWh. En setiembre de 2010 se comenzó la primera reparación mayor de la unidad 1, la que implicó el cambio de los rotores de compresor y el de turbina y fue terminada con la puesta en servicio a fines de enero de 2011.

Se realizó la actualización, mediante un contrato de suministro e instalación "llave en mano", de los sistemas de control actual MARK IV al sistema MARK VI y los interfaces operador – máquina para cada uno de los turbo generadores de la Central Térmica de Respaldo La Tablada.

Central Punta del Tigre

La Central Punta del Tigre tuvo la siguiente producción:

- Con combustible líquido: entregó al SIN 1.004.389 MWh, consumió 263.856 m3 de gasoil, con rendimiento promedio de 221 gr/KWh.
- Con gas natural: entregó al SIN 82.756 MWh, consumió 22.210.078 m3 de gas, con rendimiento promedio de 268 gr/KWh.

En este año se cerró definitivamente el contrato que se había firmado en el año 2005 con General Electric para el suministro de las unidades de la Central Punta del Tigre. Se suscribió un acuerdo para finalizar el reclamo de garantía asociado a la unidad 6 de esta planta con GE y otorgando la Recepción Definitiva de todas las unidades.

Se continuó con las obras para la ejecución de la toma de agua y vertido de efluentes en el Río de la Plata e instalación de una planta de pretratamiento de agua, luego que el proyecto fuera aprobado por la DINAMA. La finalización de la obra se prevé para fines de 2012.

El ramal del gasoducto y las instalaciones complementarias que permiten alimentar con gas natural las instalaciones de la Central Punta del Tigre estuvieron operativos durante todo el año pero se contó con poca disponibilidad de gas natural desde Argentina. Se instalaron el cromatógrafo y la medición dentro del predio de la central que servirán como elementos de comprobación de las medidas y análisis que hace Gasoducto Cruz del Sur, que son las medidas fiscales.

Se terminaron las obras civiles de la ampliación de la sala de mando así como la construcción del depósito y del taller para mantenimiento.

Se adquirieron repuestos de regulación neumática e instrumental de control para turbogrupos y sistemas auxiliares de las unidades generadoras de la Central Punta del Tigre, así como varios repuestos de los distintos componentes de las unidades, y herramientas específicas.

Turbina de Maldonado

La operación de esta Unidad generó 424 MWh y se consumieron 203 m³ de gas oíl con rendimiento promedio de 403 gr/KWh.

La turbina estuvo parada desde mediados de año debido a reparaciones de la unidad y del tanque de combustible, lo cual explica el alto valor de indisponibilidad no programada. Se está analizando si se invierte en una reparación mayor que implica un monto muy importante para una máquina de baja potencia y rendimiento como es esta turbina.

Otras inversiones de generación térmica

Se tramitó la adquisición de 2 tanques adicionales de combustible de 25.000 m³ cada uno, y que se instalarán uno en el predio de La Tablada ANCAP y uno en la Central Punta del Tigre. Este equipamiento permitirá ampliar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de los inventarios de combustibles líquidos para generación.

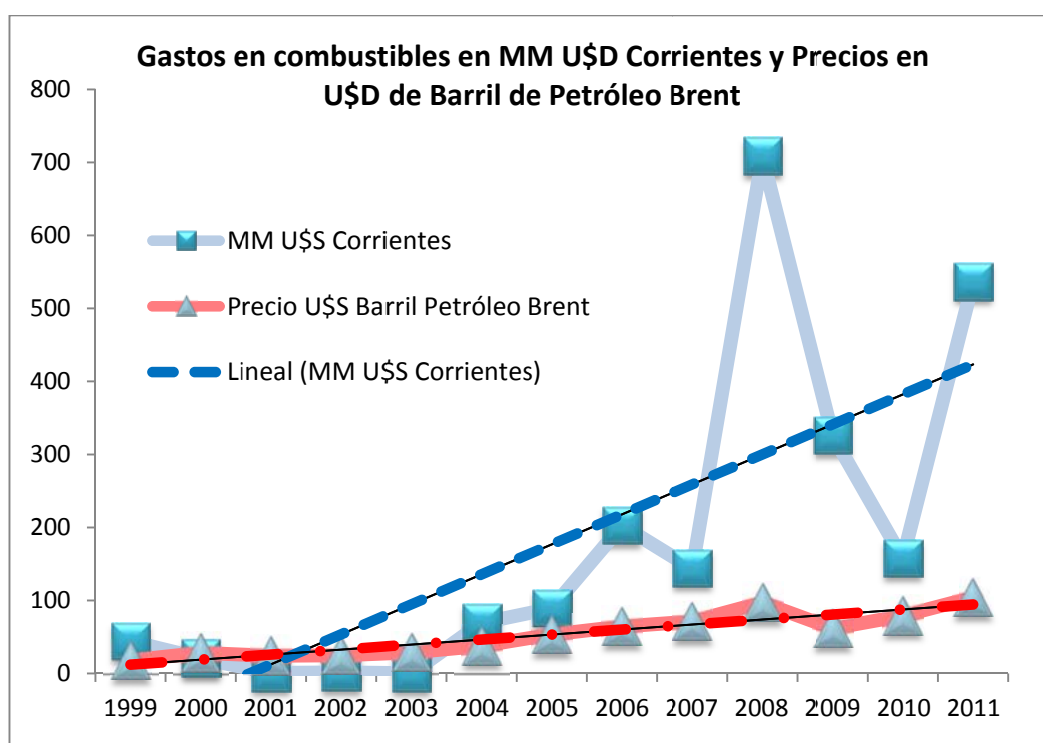
Se realizaron trabajos en obras de infraestructura para mantener edificios actuales, construcción de nuevos edificios industriales, caminería, recuperación del saneamiento del área industrial y de mejora de aspectos ambientales.

Dados los constantes requerimientos de generación térmica en el transcurso de los últimos años, fue necesario realizar importantes reparaciones para mantener y mejorar la disponibilidad de las unidades;

se concretó la adquisición de equipos industriales auxiliares, de repuestos y la adecuación de la infraestructura informática.

Logística de combustibles

La generación térmica de energía eléctrica ha ido incrementándose acompañando el crecimiento sostenido de la demanda. A consecuencia de ello, aumentó el consumo de combustible, convirtiéndose éste en uno de los principales rubros de gastos de la empresa. El gasto anual en combustibles superó los US\$ 500 millones.



El mayor volumen de combustible a abastecer a las centrales térmicas se contrapone a una infraestructura logística prevista para una realidad diferente a la actual. Esto obligó a UTE invertir, en forma inmediata, en más tanques de almacenamiento. Es así que este año se inauguraron tres tanques “madre”, uno en predio de UTE y dos en predio de ANCAP.

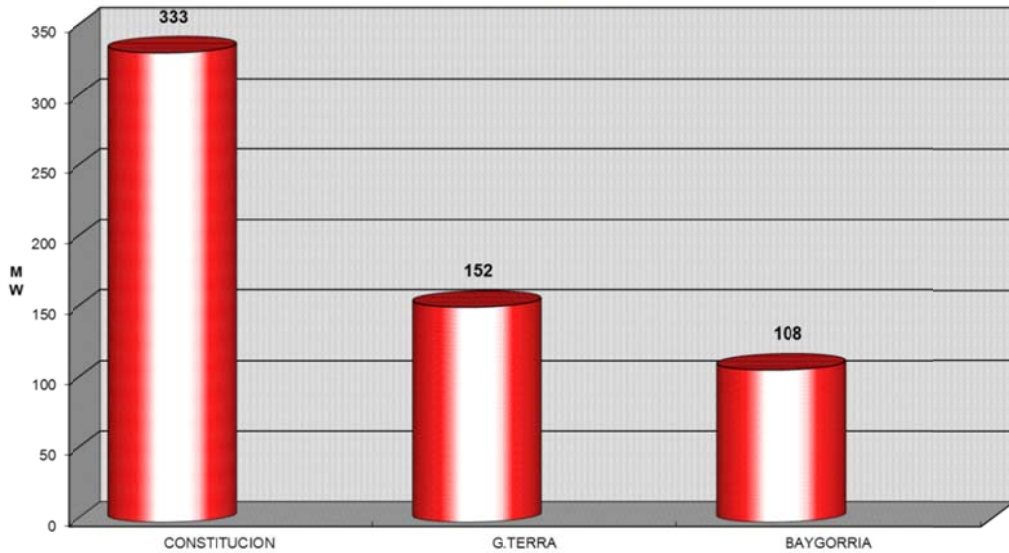
Durante el año se continuó trabajando coordinadamente con ANCAP. A partir de ello, surgió la necesidad de dar impulso a la implementación de planes de adecuación de la infraestructura portuaria, de almacenaje y de trasiego, para acompasar las necesidades de UTE a mediano plazo.

Durante el paro por mantenimiento de Refinería de La Teja, las limitaciones logísticas se lograron superar con un mayor esfuerzo de coordinación, previo a la parada y durante la misma. Fue necesaria la utilización excepcional de la Terminal Petrolera de “José Ignacio” para descargar y depositar gas oil.

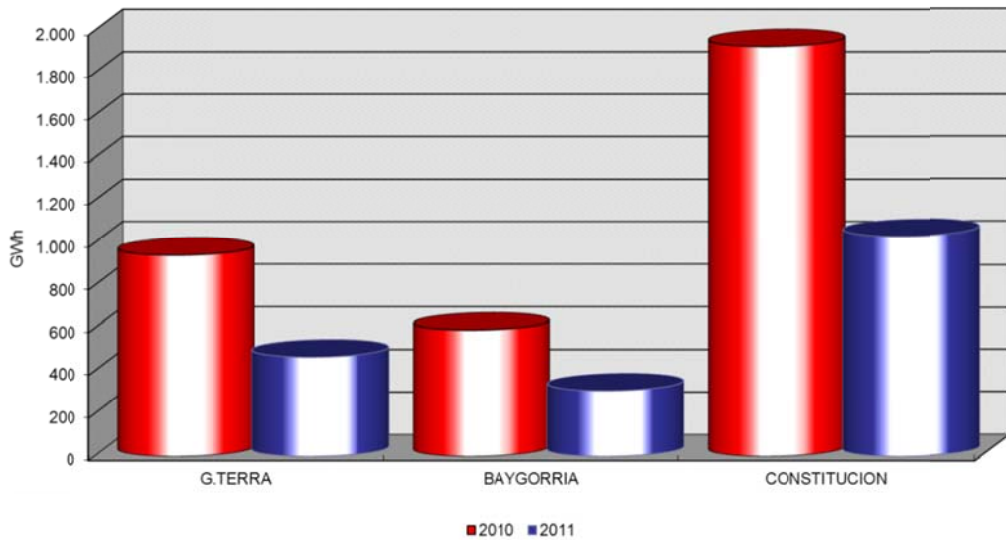
GENERACIÓN HIDRÁULICA

En el año 2011 la producción hidráulica del Río Negro representó el 18,4 % de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), inferior al año anterior (36,9%) y del orden del 34 % inferior a la media de los últimos 10 años.

POTENCIA INSTALADA
HIDRAULICA (MW)



GENERACION HIDRAULICA POR CENTRAL
(ACUMULADO ANUAL)



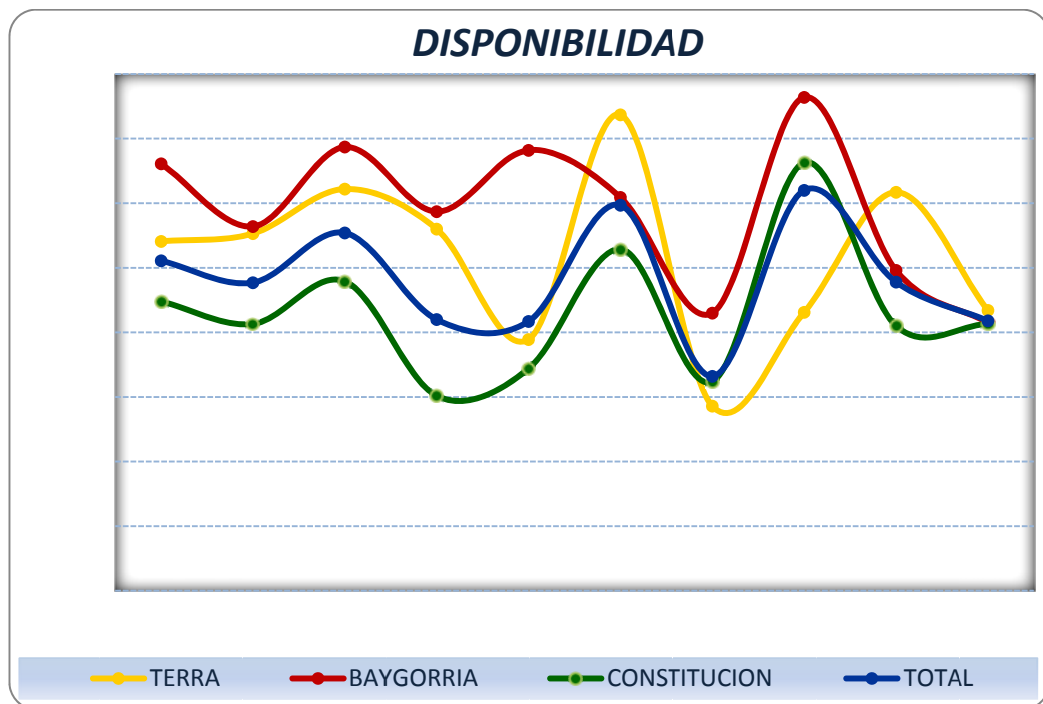
Las tres centrales hidroeléctricas presentaron una disponibilidad del 96,18 % en su conjunto.

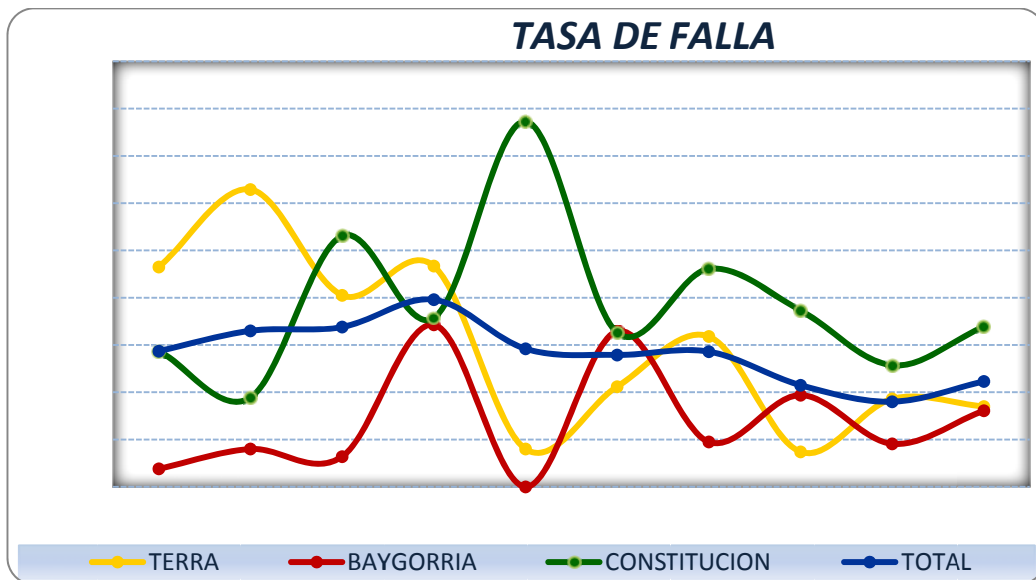
Disponibilidad de Centrales Hidráulicas	Tasa de Falla Centrales Hidráulicas
Total Disponibilidades	96,18
Gabriel Terra	96,34
Baygorria	96,15
Constitución	96,13
Total Falla	2,23
Gabriel Terra	1,70
Baygorria	1,61
Constitución	3,39

Nota:

El indicador Tasa de Falla, mide la confiabilidad del sistema. La interpretación del mismo consistiría en la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.

El indicador Disponibilidad mide si la planificación del mantenimiento está dentro de los parámetros correctos. Indica la probabilidad, en el período mensual, en que en un cierto momento el equipamiento o función esté operando y su desempeño sea satisfactorio.





Inversiones de Generación Hidráulica

Quedó instalado un sistema de protección de los transformadores principales de la Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra que evita, en casos de falla, que ocurran incendios y/o explosiones.

Comenzó la instalación de un sistema de monitoreo de vibraciones de las unidades generadoras de las Centrales Hidroeléctricas Dr. Gabriel Tierra y Rincón de Baygorria, que quedará operativo en el año 2012.

Se avanzó en la resolución de problemas de montaje y mantenimiento de la Red Hidrológica Telemétrica, que quedó funcionando de acuerdo a lo previsto.

Se adjudicó un estudio de evaluación de gestión de crecidas y plan de acción durante emergencias hidrológicas, que comenzará a ejecutarse en el año 2012.

GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica durante el año 2011 fue de 71.909 MWh con un factor de planta superior al 41 %.

Continuando con el relevamiento del potencial eólico del Uruguay se instalaron 6 nuevas estaciones de medición de viento.

A partir de junio comenzó el análisis de la alternativa de instalación de 350 MW de generación eólica de UTE mediante la contratación de leasing operativo de centrales a instalar en predios de Colonización, procediéndose a:

- Elaboración de los documentos que regirán el procedimiento de contratación.

- Realización de un Dataroom (25/10/11) y publicación en la web de UTE, del borrador de pliego y posteriormente de las respuestas a las consultas realizadas por interesados en el procedimiento de contratación.
- Publicación de la licitación para el estudio de Viabilidad ambiental de localización.

TRASMISIÓN

Gestión de Instalaciones

Ampliaciones del sistema de transmisión

- Interconexión con Brasil

Esta obra comprende la instalación de una Estación Conversora de Frecuencia en las proximidades de Melo, la ampliación de la subestación de 500 kV San Carlos y la construcción de líneas de 500 kV en territorio uruguayo.

También requiere la construcción de líneas, una subestación con transformación y ampliación de estación existente, en Brasil.

Como parte de las obras, se incluye el desarrollo de la red de comunicaciones.

En la estación conversora durante el 2011 se culminaron los pavimentos, sistema de iluminación, drenajes y canales de playa así como la construcción de los edificios de oficinas, taller de mantenimiento y depósito, edificio convertidor y sala de válvulas y edificio de 500 kV, restando la ejecución de detalles de terminación.

Las válvulas se encuentran montadas dentro de la sala correspondiente y se inició el montaje de equipos sobre pared

Los transformadores convertidores se encuentran todos en su sitio definitivo y en etapa de montaje.

En playa del lado de Brasil se finalizó la instalación de transformadores de corriente y de tensión, aisladores soporte y disyuntores, del lado de Uruguay se está realizando el montaje de seccionadores y disyuntores.

Se inició el tendido y conexionado de cables de control en ambas playas.

Respecto a la ampliación en San Carlos se realizó la obra civil y los reactores quedaron colocados y armados en sitio.

El 22 de diciembre se firmó el contrato, para la construcción de la línea de 500 kV que unirá la Conversora Melo con la estación San Carlos 500 kV y del tramo de línea en territorio Uruguayo que unirá la Conversora de Melo con Candiota

Por otra parte, se continuó ejecutando el Contrato con la empresa brasileña Eletrobras para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones en territorio brasileño

– **Conexión de la Central Punta del Tigre a la red de Trasmisión en 500 kV**

Estas obras implican la construcción de 2 nuevas estaciones de Trasmisión de 500 kV, Punta del Tigre y Las Brujas.

En ambas estaciones se culminó la obra civil incluyendo los edificios, se montaron los equipos de playa, se tendieron cables restando la colocación de paneles y su conexión. Se montaron los transformadores en Punta del Tigre y los reactores en Las Brujas

– **Proyectos y Obras de Generación con Energías Renovables**

Se han culminado las obras de ampliación y reforma en la red de trasmisión para permitir la conexión del Parque Eólico de Kentilux en la subestación de Libertad y del generador a biomasa de Ponlar en Rivera.

Se firmaron los Contratos de compraventa de energía con 3 empresas de generación eólica por un total de 165 MW y se ha comenzado con el diseño de las obras de trasmisión que permitirán conectarlas a la red. Las obras asociadas incluyen la construcción de aproximadamente 80 km de líneas de 150 kV y 3 estaciones de primario 150 kV, en las zonas de Cuchilla Peralta, Cerro Catedral y Minas.

Se continúa, en coordinación con Distribución, los estudios necesarios para definir las ampliaciones y reformas en la red de trasmisión necesarias para conectar otros proyectos de generación eólica y biomasa.

– **Ciclo Combinado Punta del Tigre**

Se realizaron las especificaciones de las obras de Trasmisión necesarias para conectar la futura Central de Ciclo Combinado Punta del Tigre. Las obras incluyen la ampliación de la estación de 500 kV actualmente en construcción, y una nueva estación 150 kV de tecnología GIS.

– **Plan del Norte – Ampliación de la red de trasmisión.**

Se trabajó en el diseño de las obras de ampliación del sistema eléctrico en la zona Norte del país.

Las actividades durante el 2011 incluyeron los anteproyectos correspondientes a la ampliación de 13 estaciones de primario 150 kV la definición del corredor de la línea Artigas-Rivera 150 kV, de

aproximadamente 150 km de longitud, y la gestión de diversas compras de equipamiento de alta tensión.

– **Obras de ampliación en el Circuito Oeste**

Entraron en servicio los bancos de condensadores en la subestación Paysandú.

Se está en la etapa de estudio de ofertas para la compra de nuevos transformadores 500/150 kV para Salto Grande Uruguay.

Se está en la etapa de adjudicación de las obras de construcción de la estación Dolores 150 kV.

– **Obras de ampliación de la Red de Montevideo**

Se avanzó en los proyectos de ampliación de la Red de Trasmisión de Montevideo para el horizonte 2015.

En particular: se está en la etapa de estudio de ofertas para la compra de nuevos transformadores 500/150 kV para Montevideo “A” y Montevideo “B” y se avanzó en la definición de los trazados y especificación del suministro y construcción de diversos tramos de cable subterráneo 150 kV: Montevideo A – Montevideo N; Montevideo F – Montevideo H; Montevideo H – Montevideo I.

– **Obras de ampliación en el Circuito Este**

Se está en las etapas previas a la firma del Contrato para las obras de renovación de la Estación de Trasmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF6 (tecnología GIS- equipos aislados en hexafluoruro de azufre).

Se continuó trabajando en el anteproyecto de la nueva estación José Ignacio 150 kV y la línea aérea de aproximadamente 13 km que la conectará a la red de trasmisión.

Se está en la etapa de estudio de ofertas presentadas para la compra de nuevo transformador 500/150 kV para la estación Conversora Melo.

Culminó la instalación y puesta en servicio de 2 bancos de reactores de 5 MVar, 30 kV en Enrique Martínez.

– **Conexión de Grandes Clientes**

Se está trabajando en la ingeniería de diseño y contralor de las obras de trasmisión necesarias para conectar en 150 kV a la planta de celulosa Montes del Plata en la zona de Conchillas.

Se continuó con los estudios y anteproyectos necesarios para definir las ampliaciones y reformas en la red de trasmisión necesarias para conectar diversos proyectos de conexión de otros grandes consumidores, en particular, para la posible conexión en 150 kV de la minera Aratirí en las zonas de Cerro Chato y Laguna Negra y los estudios de conexión de diversas plantas cementeras en la zona de Treinta y Tres.

– **Renovación y mejora de instalaciones**

En el transcurso del año se llevaron a cabo diversas actividades de renovación y mejora del sistema de transmisión, con el objeto de mejorar la calidad y eficiencia del servicio. Se destacan:

– **Reingeniería de la subestación Montevideo Norte 150 kV**

Se firmó el contrato y comenzó el proyecto por parte del contratista para el cambio de esquema (pasaje de doble barra principal a barra principal-barra auxiliar), renovación y ampliación de la subestación Montevideo Norte.

– **Subestación Bonete 150 kV**

Culminó la ejecución de la renovación y reingeniería de la subestación Bonete. Esta obra incluye los trabajos de infraestructura de playa y edificación y renovación de equipos de potencia en 150 kV y 31.5 kV, de tableros, cableado y conexión.

– **Sustitución de conductor en tramo Torre 72 – Maldonado, de Línea San Carlos – Maldonado 2 150kV.**

Se procedió a la sustitución de un tramo de 15 km conductor del tramo de línea SCA-MAL2 aumentando así la capacidad de esta línea en un 30%.

– **Nuevo Sistema de Desconexión Automática de Cargas (DAC)**

Se llamó a licitación y se adjudicó el nuevo sistema automático de desconexión de cargas (DAC) que sea capaz de mitigar las contingencias graves del SIN en su estado actual y que considere las incorporaciones de instalaciones en los próximos 5 a 10 años.

Mantenimiento de instalaciones

Recuperación de transformador de 500 kV de MB5.

A fines de 2010 se produjo la falla del transformador Hitachi 500/150/13.8 kV N° 700469-1, fase R de la estación MB5 debido a un arco eléctrico en el preselector del conmutador bajo carga. Se procedió a la reparación de este equipo, el cual entro en servicio en julio 2011. Se destaca la solución técnica e innovadora para poder resolver esta situación en un plazo muy breve; implicó el cambio de fase, la construcción de un local para la

reparación en sitio (este equipo pesa 140 ton), la adquisición y cambio de la bobina de regulación, ensayos finales.



Plan mantenimiento de Cambiadores bajo carga (CBC) de transformadores de 150 kV y 500 kV.

Se realizó el mantenimiento preventivo y en algunos casos la actualización técnica en 25 CBC (14 MR y 11 ABB) de 150/31,5 kV y en 2 de 500/150 kV. Se procedió a adquirir repuestos y mejorar la formación del personal.

Se finalizaron las mejoras en el equipo móvil de tratamiento y regeneración de aceite, asegurando de esta forma la calidad del servicio, y en particular trabajar sobre equipos energizados en 150 kV y 500 kV.



En Tacarombá los asistentes de



Taller “Ingeniero Hector Yamada” de Interruptores de Potencia

Se realizó la reparación, puesta a punto y extensión de vida útil de 6 polos de interruptores Magrini Galileo MHM eY 525 kV.

Recuperación completa (retrofit) de dos módulos completos de interruptores FA4 525 kV Magrini-Galileo.

Revisión, reparación y mantenimiento de 6 polos de 150 kV.



Trabajos con Tensión (TCT) en Líneas y Subestaciones

Gestión mantenimiento líneas y SSEE sin corte de energía (TCT, EAT y AT):

- Se destaca con relación al tema de formación, la participación de dos técnicos de Trasmisión en el curso postgrado Trabajo con Tensión (TCT) organizado por CACIER; como así avances significativos en un reglamento TCT, y la incorporación de nuevas herramientas TCT a distancia.
- Se ejecutó el Estudio sobre las restricciones a los TCT impuestas por el número de aisladores dañados en las cadenas de líneas de Trasmisión siendo premiado en el V Congreso Internacional sobre “Trabajos con Tensión y Seguridad en Trasmisión y Distribución de Energía Eléctrica y Mantenimiento sin Tensión de Instalaciones de AT” (V CITTES).

Gestión del Mantenimiento, Proyecto SiGMa

Se continuaron con las actividades del Proyecto Sistema Gestión de Mantenimiento de Trasmisión (SiGMa), se destaca:

- Elaboración de propuestas en Gestión Económica, Indicadores, EAM, IMAX, Implantación de Máximo en TRA, Gestión de Materiales y Repuestos, AGM: Estrategias de Mantenimiento.
- Definición de políticas de mantenimiento: enfoque en Gestión de Activos Físicos, se ha avanzado en orientar el proyecto tomando como referencia la PAS 55 (Asset Management).
- Estrategias de mantenimiento: se realizó un Piloto implantación metodología RCM2 en subsistema 500 kV MI5-SC5, durante marzo a diciembre.
- Formación en confiabilidad de activos físicos: se realizaron cursos para mandos medios y gerentes.

Actividades en Subestaciones (SSEE) Área Metropolitana

Se realizaron importantes trabajos de mejoras de:

- Telemando en la subestación Montevideo A-500 kv ,
- Servicios Auxiliares (MVH, MB5, MVE),
- Infraestructuras edilicias (MA5),
- Cambios de fase de transformadores 500 kv (MA5 y MB5),
- Equipos de potencia (MVH, MB5)



Instalación de nuevo equipamiento de media tensión

- Se continua con la renovación de los viejos Interruptores de 30kV de corte en aceite por nuevos Interruptores de corte en vacío, necesarios para mejorar la calidad del servicio en instalaciones existentes, destacándose en particular la ejecución de renovación en radiales con Generación Distribuida.



Ubicación Geográfica de las Centrales de Generación





DISTRIBUCIÓN

GESTIÓN de REDES

Entre los estudios y desarrollos realizados para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de los clientes, mejorar la calidad del servicio e incrementar la eficiencia del sistema de distribución, se destacan los siguientes:

Normalización, calidad de materiales y nuevas tecnologías

La necesidad de adaptación a las nuevas tecnologías requiere una continua revisión y actualización de las especificaciones técnicas de los materiales y equipos estratégicos de la distribución, así como de su control de calidad, condiciones de homologación y manuales de instalación.

Con la participación activa de los involucrados en todo el país se destaca este año la actualización de la totalidad del grupo de unidades constructivas (UUCC) relacionadas con obras y proyectos de estaciones de transformación y puestos de conexión de distribución. Las UUCC constituyen la base para los proyectos, la confección de presupuestos de obra y la facturación de contratos de ejecución de obras, mantenimiento y servicios de distribución. En relación con dicho grupo se trabajó sobre un total de 730 UUCC considerando aquellas que fueron revisadas, las dadas de baja y las nuevas.

Con el objetivo de dar a conocer las actualizaciones se realizaron cinco jornadas de difusión con la participación del personal involucrado de las unidades operativas de todo el país.

Toda la documentación relativa a normas técnicas, normas de seguridad, manuales de instalación, unidades constructivas, procesos ISO, fallas en materiales, entre otras, es publicada en la Guía Técnica de la Distribución disponible en la Web de UTE desde donde se accede a gran parte de la información.

Termografía en Distribución

En el marco del Proyecto GEMA se completó la redacción y aprobación de los nuevos documentos que definen los procedimientos de inspección termografía de instalaciones de media y alta tensión de distribución que serán implantados a partir del año próximo. Asimismo, quedó definida la normativa técnica aplicable a las cámaras termográficas que se emplearán en los procedimientos de inspección y se procedió a la adquisición de las mismas.

Plan de telecontrol de la red. Plan SMARTGRID. Desarrollo de la Red Inteligente

El desarrollo del telecontrol fue incorporado al plan estratégico “Smart Grid” cuyos objetivos son:

- Continuar con el Plan de Telecontrol de estaciones y puntos de maniobra de las redes de MT.
- Desarrollar e implantar soluciones de automatización asociadas a la gestión de la oferta y la demanda de energía.

Desarrollo del Telecontrol e incorporación de nuevas tecnologías

Se continuó con la expansión del sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de distribución, lo que constituye un significativo aporte a la mejora de la calidad del servicio y a la disminución de los costos de explotación.

El telecontrol permite reducir sensiblemente los tiempos de maniobra de la red, garantizar la seguridad del operador, obtener información para la toma de decisiones en los Centros de Maniobra de Distribución (CMD), detectar en forma precoz las necesidades de mantenimiento, brindar información para los estudios de diagnóstico y planificación de la red y aportar medidas de parámetros necesarios para los reportes al Regulador y para la gestión comercial.

El avance de las obras del plan durante el año 2011 significó la incorporación del telecontrol en:

- 14 estaciones de transformación AT/MT en todo el país:
 - 3 en Montevideo, totalizando 59 en servicio al cerrar el año
 - 5 en la Regional Norte, totalizando 57 en servicio al cerrar el año
 - 2 en la Regional Este, totalizando 44 en servicio al cerrar el año
 - 4 en la Regional Oeste, totalizando 52 en servicio al cerrar el año
 - 0 en la Regional Centro, totalizando 40 en servicio al cerrar el año
- 67 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el país:
 - 10 en Montevideo, totalizando 148 en servicio al cerrar el año
 - 26 en la Regional Norte, totalizando 55 en servicio al cerrar el año
 - 5 en la Regional Este, totalizando 64 en servicio al cerrar el año
 - 14 en la Regional Oeste, totalizando 76 en servicio al cerrar el año
 - 12 en la Regional Centro, totalizando 49 en servicio al cerrar el año

Al final del año 2011 totalizan 252 las estaciones telecontroladas y 392 los puntos de maniobra intermedios telecontrolados.

Además de la expansión del sistema de telecontrol se desarrollaron aplicaciones, tecnologías y funcionalidades que implican mejoras en la operatividad y las comunicaciones, siendo algunas de ellas las siguientes:

- Se incorporó el protocolo DNP3 en los SCADA de DIS.
- Se continuó con el proyecto de Introducción de la Automatización de la Operación de la Red. Se incorporó la regulación automática de transformadores MT/MT en la estación Las Toscas. Se desarrolló y se encuentra en etapa de prueba en la estación Araminda.
- Se implementó la instalación de equipos analizadores de calidad de la energía para el monitoreo de los generadores privados que se instalan en la red de distribución, con lectura remota de los parámetros medidos.
- Se definió la incorporación de detectores de paso de falta con señalización en el SCADA. Se licitó y adjudicó un conjunto de estos equipos para la puesta en marcha de un plan piloto prevista para el 2012.

Plan Especial 2014

Se definió un plan estratégico con el cometido de dar un fuerte impulso al telecontrol en los próximos años y cuyos objetivos son:

- Implementar el telecontrol en todas las estaciones MT/MT y puestos de conexión de las redes de ST remanentes en todo el país para fines del año 2014.
- Avanzar en un promedio de 170 puntos intermedios por año en las redes de MT, hasta llegar a los 1300 puntos telecontrolados.

Con este cometido se comenzó durante el 2011 la implementación de los primeros puntos telecontrolados según las nuevas pautas del plan. Están ingresando los equipamientos y están operativos los contratos para los trabajos de adecuación de estaciones. Asimismo se adjudicó el suministro de materiales de telecontrol.

Generación Distribuida

Se conectó una nueva central generadora a la red de distribución en media tensión de UTE. Se trata de Kentilux S.A. ubicada en el departamento de San José, que produce electricidad a partir de energía eólica y tiene una potencia instalada de 10 MW.

Al cierre del año 2011 la potencia instalada en generación distribuida conectada a la red de distribución en media tensión totaliza 111 MW, de los cuales 67,2 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa, 40,5 MW a partir de energía eólica y 3,2 MW a partir de gas natural.

En el marco de los Decretos del Poder Ejecutivo 403/009 y 41/010, UTE estableció un procedimiento para la celebración de contratos de



compraventa de energía eléctrica con productores que generen con fuente eólica. Del mismo resultó la adjudicación de tres oferentes con centrales de 50 MW cada una, de los cuales una se conectará a la red de distribución, situada en los departamentos de Lavalleja y Maldonado.

En el marco del Decreto 367/010 del Poder Ejecutivo, UTE estableció un procedimiento para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica con productores que generen a partir de biomasa con una potencia máxima por central de 20 MW. Se realizaron las aperturas de tres llamados por este procedimiento recibiendo un total de 22 ofertas que totalizan una potencia de 323,1 MW.

Certificación ISO 9001 en la Distribución

En el año 2011 se llevó a cabo una auditoría de seguimiento y ampliación del alcance del Sistema de Gestión de la Calidad.

El resultado de dicha auditoría fue recomendar al órgano decisor de Quality Austria y LSQA S.A. el mantenimiento del certificado de conformidad con la Norma ISO 9001:2008 así como la ampliación del alcance de acuerdo con los nuevos procesos ingresados.

El mantenimiento de la certificación para el área Distribución incluye los procesos de:

- Resolución de Incidencias por Corte de Energía
- Planificar la Red (subproceso Gestión de Inversiones)
- Mantener la Red (actividad Trabajos con Tensión)
- Desarrollar la Red (subproceso Ingeniería del Diseño Constructivo de la Instalación y actividad Control de la Calidad Técnica de los Materiales)

La ampliación del alcance para el área Distribución incluye los procesos de:

- Planificar la Red (subproceso Balance de Energía y subproceso Estudio de la Red (actividad Diagnóstico y Planificación de las Instalaciones en Subtransmisión)
- Gestionar Solicitudes de Suministro (subproceso Proyecto y Presupuestación)

Calidad del servicio

Permanentemente se realiza un seguimiento de la calidad del servicio del suministro de electricidad que reciben los clientes. Se evalúa en forma

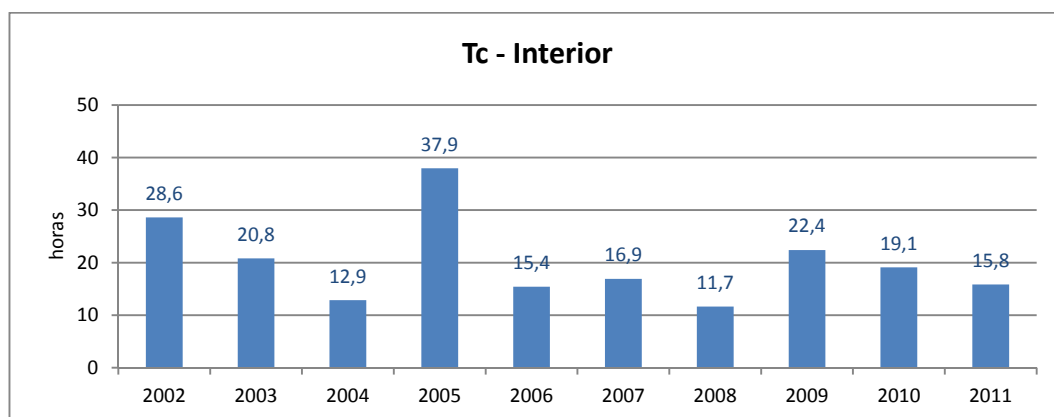
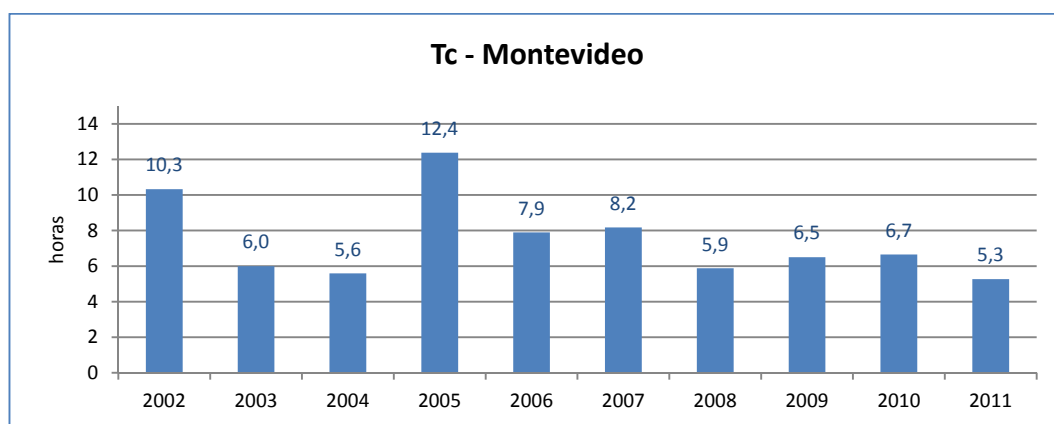
regionalizada la continuidad del suministro mediante índices adoptados por la CIER, entre los que se destaca el Tc - tiempo total de interrupción por cliente - indicador del tiempo que, en promedio, un cliente perteneciente a una zona determinada, queda privado del suministro de electricidad en un período considerado.

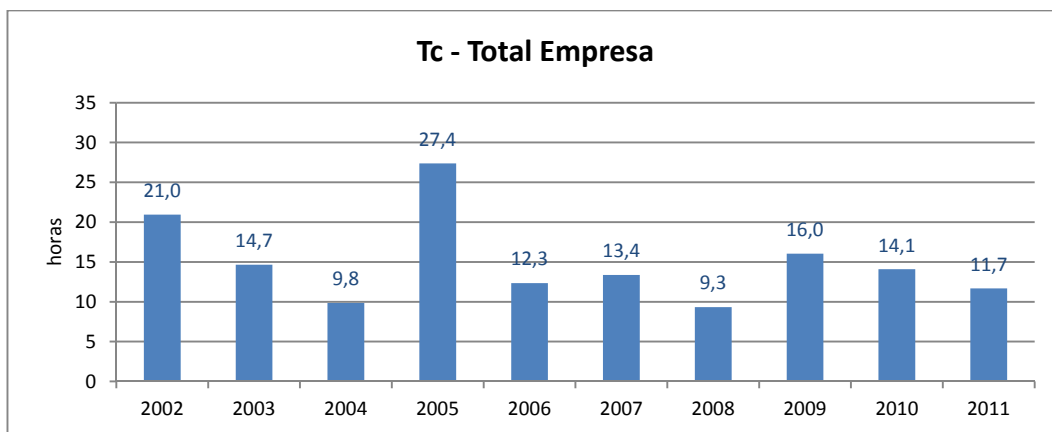
Evolución del Tc

Se muestra en los gráficos la evolución del valor anual del índice Tc para Montevideo, Interior y todo el país.

Los valores del Tc para el año 2011 son los siguientes:

- Montevideo: 5,27 horas
- Interior: 15,85 horas
- Global de UTE: 11,67 horas





Crecimiento de redes

Redes de ST/MT	1180 km
Redes de BT	459 km
Estaciones ST/MT	1
Subestaciones MT/BT	1333

Electrificación rural

Durante el ejercicio 2011 se tendieron 1050 km de nuevas líneas de distribución en el medio rural, mayoritariamente de media tensión, ya sea por administración o bajo la modalidad de "Obras a Cargo de Terceros" con el aporte por parte de UTE de ciertos materiales básicos, sin cargo para los interesados.

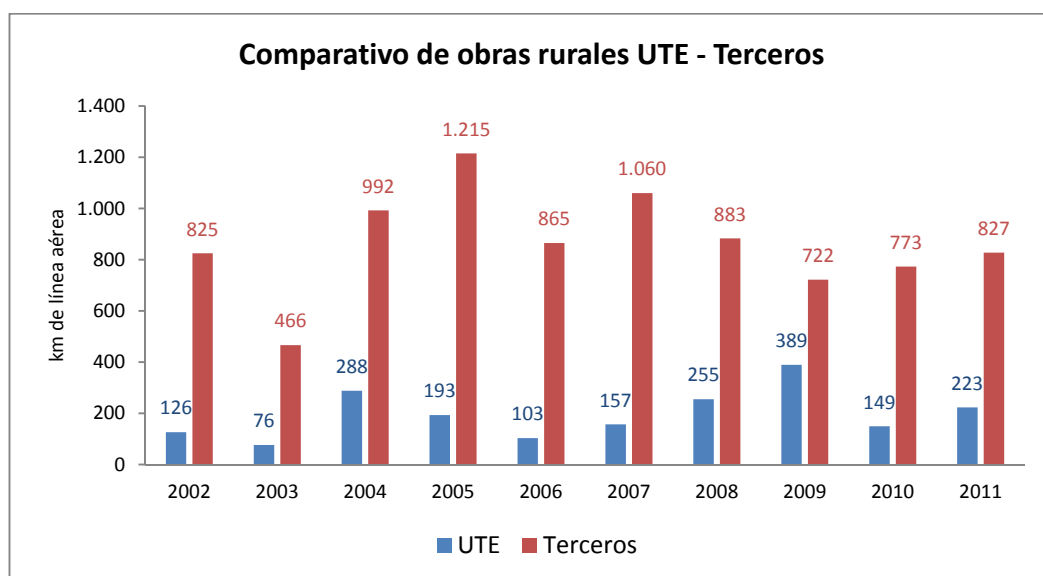
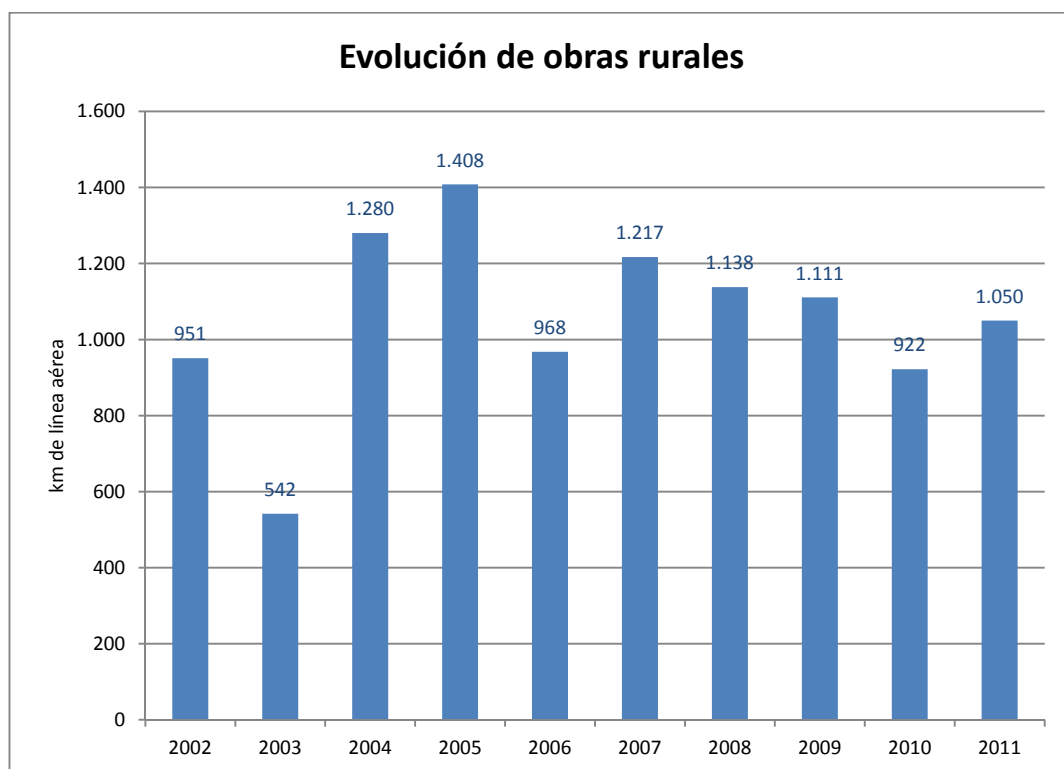
Obras a cargo de terceros:	827 km
Por administración UTE:	223 km

Comprendidas en las obras por administración UTE están aquellas realizadas mediante convenios con:

- ANEP --- conexión de 40 escuelas rurales a la red de distribución de energía eléctrica.
- ANTEL --- electrificación de radio bases para la telefonía celular en el medio rural.
- OPP - Mevir --- obras para electrificación en las localidades de Centurión y Quebracho en el departamento de Cerro Largo.

A mediados del año 2011 UTE puso en vigencia una nueva reglamentación por la que se brindan beneficios y facilidades para el suministro de electricidad en baja tensión hasta 5 kW de potencia contratada, a predios del medio rural que se encuentren entre 200 y 1000 metros de las líneas de distribución existentes. En este contexto se recibieron hasta fines de 2011 solicitudes de suministro que beneficiarán a más de 150 familias.

Los gráficos siguientes muestran la evolución de las obras de electrificación rural y su discriminación según hayan sido ejecutadas por terceros o por administración UTE.



Pérdidas de Energía

A partir del mes de mayo de 2007, se registró un cambio en la tendencia de las pérdidas de energía que venían con una tendencia decreciente desde julio de 2004, comenzando a subir.

El incremento en la energía circulante por las redes provocó un aumento en las pérdidas técnicas, acompañado de un incremento en el consumo irregular de energía, fundamentalmente en el sector residencial.

Ello se vio reflejado en un crecimiento de las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas) de todas las zonas del país.

A partir de agosto de 2007 nuevamente se comienza a registrar una tendencia decreciente, permitiendo cerrar el año 2007 con un valor de 17,9% para Distribución y Comercial.

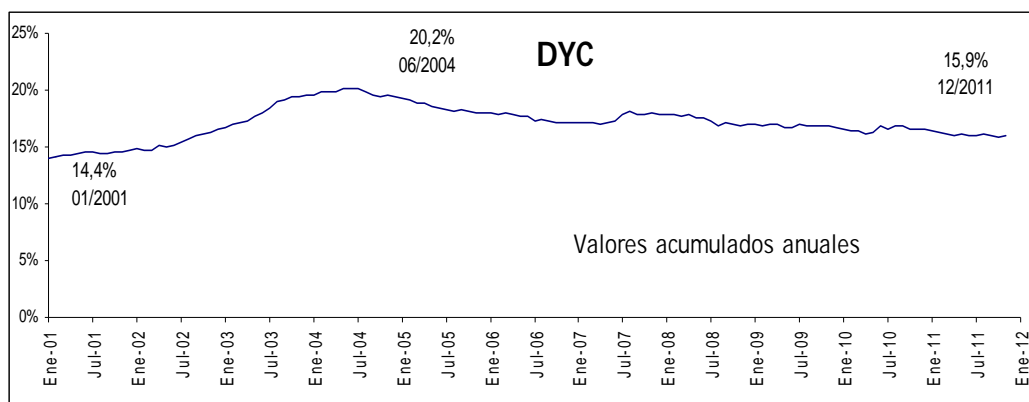
Durante el transcurso de los años 2008, 2009, 2010 y 2011, la importante detección y corrección de situaciones irregulares, acompañado de las actividades de mejora de las instalaciones de enlace (acometida y puesto de medida) han permitido mantener esta tendencia descendente, lográndose reducir los valores hasta 15,9% a diciembre de 2011.

Se adjunta gráfica que ilustra esta evolución, siempre referida a valores acumulados anuales, es decir el año móvil que cierra a la fecha de referencia.

A nivel empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2011, son:

- Distribución y Comercial 15,9%
- Total empresa 18,2%

Evolución % Pérdidas de Energía



TELECOMUNICACIONES

En referencia a las telecomunicaciones que se gestionaron en UTE se destacan las siguientes actividades:

- Se implementó el sistema para recibir llamadas en Telegestiones desde celulares de las 3 compañías con cobro revertido al número único *1930

- Se realizó la primera “virtualización” de servidores para dar servicio de centrales telefónicas IP
- Se montó un laboratorio de Red industrial para el proyecto de Disparo Automático de Carga, que busca minimizar las inestabilidades generadas por perturbaciones en la red de alta y extra alta tensión. Para ello se implementó junto con Protecciones el protocolo IEC 61850 y se midieron los tiempos de transferencias del envío de mensajes GOOSE de teledisparo a través de la red Ethernet sobre SDH.
- Implementación de anillo a 10 Gbps con protocolo de alta disponibilidad entre los Centros de Procesamiento, el Palacio de la Luz y el local de Telecomunicaciones
- Se implementó un Call Center IP sobre la plataforma libre Asterisk
- Se comenzó a implementar una nueva topología L2L de acceso a la red de ANTEL para mejorar costos y disponibilidad del servicio
- Se culminó el acceso por Fibra Óptica hasta Paysandú a través del convenio de intercambio de fibra óptica con Antel.
- Programación de software web de integración con Googleearth para móviles con AVL (Automatic Vehicle Location) por GPRS, lo que permite ver en mapa geoposicional los recorridos históricos de distintas unidades.
- Se obtuvo el tercer sello de Calidad con Equidad de Género: Mejora

MEDIO AMBIENTE

El año 2011 ha sido un año de fuerte desarrollo de proyectos en generación de energía eléctrica, tanto de energías alternativas (eólica y biomasa) como tradicionales (combustibles fósiles). Este crecimiento implicó la necesidad de instalar nuevas líneas de transmisión con la consiguiente selección de corredores para las líneas y sitios para la instalación de torres y subestaciones.

Los proyectos emprendidos fueron estudiados ambientalmente, de modo de evaluar los impactos ambientales potenciales que podrían derivarse de su construcción y del funcionamiento de la instalación. A fin de minimizar los efectos ambientales, se procedió a seleccionar los sitios de implantación de mejor integración, y a desarrollar planes de mitigación y control de las instalaciones, tendientes a asegurar que las actividades se

desarrollen en forma armónica con el medio donde cada proyecto será instalado.

En otro orden, se continuó con el control ambiental de las instalaciones en operación, mediante la aplicación de auditorías de sistemas y desempeño ambiental, a fin de verificar el grado de cumplimiento de las respectivas instalaciones con la normativa vigente, y cuando resultó necesario, se recomendó la implementación de acciones correctivas.

También se cumplió con el plan de gestión ambiental, en cuanto al monitoreo de emisiones y gestión ambientalmente adecuada de residuos y pasivos ambientales.

NUEVOS PROYECTOS ELECTRICOS

– Ciclo combinado

Viabilidad Ambiental de Localización y Estudio de Impacto Ambiental

En el mes de mayo se presentó ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) la Comunicación del Proyecto, incluyendo la Viabilidad Ambiental de la Localización (VAL) del Proyecto de Ciclo Combinado a localizarse en Punta del Tigre (PTB).

La VAL es un requisito establecido por ley, que busca comunicar al estado la intención del proponente de realizar una obra, y especificar las características básicas del proyecto y del medio receptor. El estudio debe justificar la selección del sitio y un detalle de los posibles impactos ambientales.

En agosto DINAMA se expidió clasificando el proyecto en la categoría "C", lo que implica que la necesidad de elaborar un Estudio de Impacto Ambiental completo y posterior audiencia pública, dado que la mencionada clasificación entiende que el proyecto tiene características que pueden afectar de forma importante al ambiente, por lo cual se deben identificar los impactos y proponer las medidas de mitigación y control que aseguren la mínima intervención en el ambiente.

Durante el segundo semestre de 2011, se elaboró el Estudio de Impacto Ambiental por parte de una Consultora independiente y el estudio fue presentado a fines de diciembre en DINAMA.

Actualmente se está a la espera de la resolución de DINAMA.

– Parques eólicos de UTE en terrenos del Instituto de Colonización

A través de un acuerdo con el Instituto de Colonización se estudió la posibilidad de instalar parques eólicos en distintos predios de Colonización.

En cada parque, además de instalarse los aerogeneradores, deberán construirse las unidades complementarias necesarias para atender servicios varios, y la energía generada sería incorporada a la red del sistema interconectado nacional a través de una subestación interna a cada proyecto.

Los sitios que se estudiaron para una posible instalación son:

Colonia Rosendo Mendoza en el departamento de Colonia donde se podrían instalar 25 aerogeneradores totalizando 50 MW.

Colonia Mc Meekan en el departamento de San José, se podrían instalar 34 aerogeneradores totalizando 68 MW. Adicionalmente, se deberá realizar la construcción de una línea de alta tensión de 16,5 km para la conexión del parque a la Subestación en Punta del Tigre.

Colonia Dr. José Arias en el departamento de Flores, con 40 aerogeneradores totalizaría 80 MW. Se deberá realizar la construcción de una línea de alta tensión de 11 km para la conexión del parque con la línea de alta tensión existente Trinidad – Rodríguez.

UTE realizó, mediante una Consultora local independiente, los correspondientes estudios de Viabilidad Ambiental de la Localización de los tres Parques, para su presentación ante DINAMA.

– **Líneas de Alta Tensión**

Se avanzó en la definición de criterios ambientales para la definición y evaluación de alternativas de corredores así como en la elaboración de las Comunicaciones de Proyecto para DINAMA para varias líneas de 150 kV.

Algunas de las líneas definidas son: Bonete-Baygorria, Bonete-Valentines, Rocha-La Angostura. La definición y evaluación de alternativas de corredores de las líneas implicó un estudio cartográfico y un estudio de campo.

Una vez definidos los corredores, se realizó la comunicación ambiental del proyecto que incluye la tramitación del Certificado de Clasificación Ambiental ante la DINAMA, dando cumplimiento a lo establecido en la Ley de Evaluación del Impacto Ambiental N°16.466 y su Decreto reglamentario 349/05 y modificativo.

– **ESTUDIOS AMBIENTALES ESPECÍFICOS**

Estudio Arqueológico e Histórico del Cerco de Piedra Seca del Complejo del Parques Eólicos “Emanuelle Cambilargiú”

Los parques eólicos fueron implantados en la cima de la sierra, siendo necesario intervenir el cerco de piedra allí existente, en algunos puntos durante la construcción, removiendo en forma definitiva o parcial el mismo para la construcción de las plataformas de montaje de los aerogeneradores y su futuro mantenimiento.

Ante este hecho surgió la necesidad de complementar los estudios ambientales de rutina con estudios específicos que complementaran la información existente, ya sea para profundizar en las medidas de mitigación así como para el desarrollo de una medida de compensación específica: la realización de un estudio arqueológico e histórico.

Como medida de mitigación del impacto ambiental causado al Patrimonio Histórico y Cultural, se planteó realizar un estudio histórico de las estructuras (cercos de piedra) y su publicación en el sitio Web de UTE.

El estudio fue ejecutado por un equipo de arqueólogos locales.

El análisis de las consideraciones arqueológicas y el estudio histórico realizado, permiten interpretar que el cerco de piedra del área de estudio, cumplió la función de delimitar haciendas y tierras entre los propietarios que tenían medianeras en la cima de la sierra. La existencia del afloramiento longitudinal de piedra en este preciso lugar, no sólo hizo posible, sino que facilitó enormemente su construcción.

– **PROYECTOS INTERINSTITUCIONALES**

GESTA – Aire: Propuesta de estándares para emisiones gaseosas de fuentes fijas

En el marco de la Comisión Nacional de Medio Ambiente bajo la órbita del MVOTMA se creó un grupo de trabajo interinstitucional para elaborar una propuesta nacional de estándares de emisión de gases y partículas al aire.

UTE conjuntamente con técnicos de otras instituciones, participó en las reuniones de trabajo, aportando la experiencia y referencias de normativas específicas a las instalaciones de UTE.

Al cabo de este período de trabajo se llegó a una propuesta de normativa la que fue presentada en setiembre de 2011 a la COTAMA y está en proceso de estudio.

– **RESIDUOS INDUSTRIALES- Proyecto de manejo racional de productos con mercurio. Proyecto SAICM QSP**

El Proyecto de Manejo Racional de Productos con mercurio (DINAMA /PNUMA-SAICM-QSP /ONUDI/Convenio de Basilea) Comenzó su ejecución en agosto del 2010 en colaboración con UTE y la DNETN (MIEM). Su principal objetivo es contribuir al mejoramiento del manejo de productos que contengan mercurio, en especial lámparas de mercurio, para la reducción de los riesgos y los impactos para la salud humana y el ambiente. Como principales actividades realizadas a la fecha se destacan:

- el inventario nacional de productos con mercurio;
- el perfil nacional de lámparas y mapeo de actores;
- el análisis de ciclo de vida en iluminación;
- el apoyo técnico a la creación de normativa en la materia; y
- la encuesta regional a nivel de Latinoamérica y el Caribe sobre tratamiento de fin de vida útil de productos con uso intencional de mercurio.

El proyecto también apoyará técnicamente al gobierno Uruguayo en las Negociaciones Internacionales que a nivel del PNUMA se están realizando en pos de la creación de un instrumento internacional jurídicamente vinculante sobre mercurio, cuya cuarta reunión internacional se realizará a fines de junio en Punta del Este.

- CAMPAÑA PARA DETECTAR LA PRECENCIA DE PCB

Es de destacar la finalización de la campaña de toma de muestras de aceite aislante en transformadores de distribución, que se comenzara el año pasado, con el objetivo de detectar la presencia de bifenilos policlorados (PCB). Dicha campaña se enmarca en el Convenio UTE-DINAMA-GEF (Global Environment Facility) para la gestión ambiental de PCB en Uruguay y abarcó un conjunto de casi 4.000 transformadores seleccionados de un total de unos 45.000 en todo el país.

Las muestras son analizadas en el laboratorio de UTE y se tienen resultados preliminares que indican que existe menos de un 1% de transformadores con contenidos de PCB superiores a 500 ppm, estando estos transformadores acotados a determinada marca, rango de potencias y periodo de fabricación. La gestión de los mismos se continuará en el próximo ejercicio.

MAPA DE SUDAMERICA

COMERCIALIZACIÓN DEL PRODUCTO

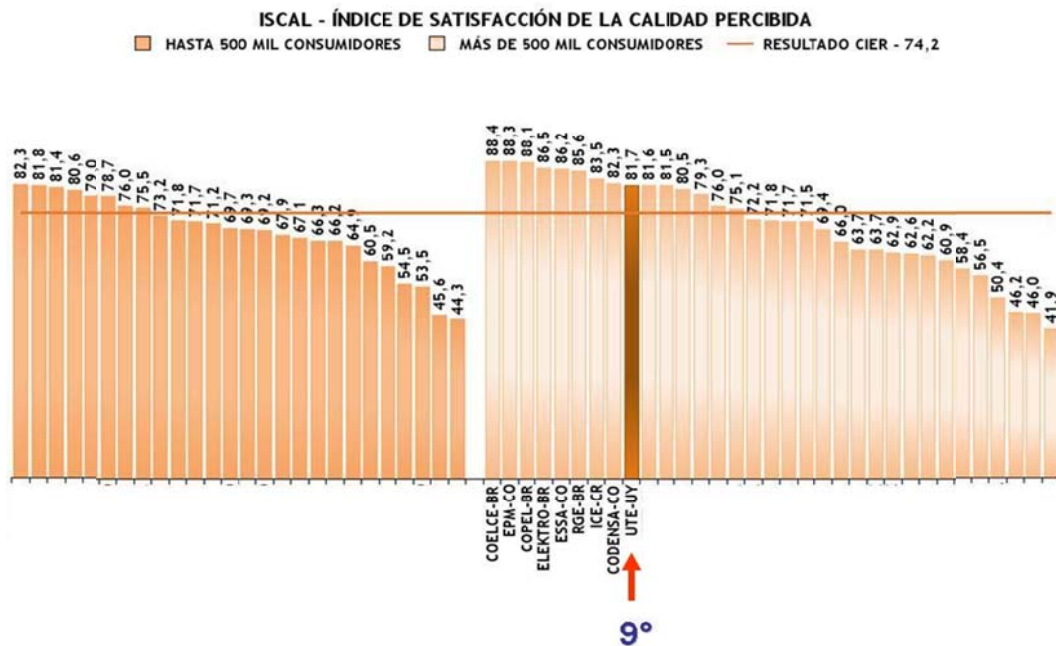
GESTIÓN COMERCIAL



U.T.E. en la 9ª Encuesta C.I.E.R. de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano

En el año 2011, U.T.E. –perteneciente al grupo de las empresas con más de 500 mil consumidores- se posiciona en el **9º** puesto en el Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida (I.S.C.A.L.) con una tasa de satisfacción de **81,7%**.

Este índice es el principal de la Encuesta de Satisfacción del Consumidor Residencial Urbano que coordina la Comisión de Integración Energética Regional (C.I.E.R.) y en el cual se basa la elección de la empresa ganadora en las cinco áreas de calidad que componen el I.S.C.A.L. Este año la empresa premiada fue COELCE de Brasil con un valor de **88,4%**.



En el ranking de empresas distribuidoras de la región, U.T.E. obtiene las siguientes mejores posiciones para las empresas de su grupo: el **3º** lugar en el área de calidad **Suministro de Energía**; el **5º** lugar en el Índice de Aprobación del Cliente (I.A.C.).

Se encuentra más información en la página corporativa de U.T.E. y en la página de la Secretaría Ejecutiva de la C.I.E.R. en Uruguay: www.ute.com.uy www.cier.org.uy



En 2011 se llevó a cabo la tercera campaña Opción Inteligente (O.I).

Como todas las campañas anteriores el período definido fue entre el 1 de junio y el 30 de noviembre (extendiéndose hasta al 29 de febrero de 2012 exclusivamente en la Gerencia Este). Durante ese período se realizó una campaña de marketing con el objetivo de incrementar la cantidad de clientes con tarifa inteligente en el sector residencial. La promoción asociada incluyó la exoneración del cobro de la tasa de conexión para aquellos clientes que solicitaran exclusivamente la modificación de la tarifa aplicada, de tarifa simple a tarifa doble horario, así como la entrega de dos lámparas de bajo consumo y un timer.

Durante la campaña se contrataron 5.654 tarifas inteligentes, superando los objetivos (5.000) en un 13%. También cabe resaltar, que durante la campaña que se realizó en 6 meses, se obtuvo 96% de las contrataciones de todo el año 2011.

La potencia máxima desplazada en el horario pico se estima en 2,57MW. Esta potencia máxima se da a las 21 horas coincidiendo con el pico de demanda del sector residencial.

La estrategia de comunicación externa fue mediante marketing directo: se le comunicó directamente sólo a los clientes potenciales.

Otro canal utilizado para la comunicación fue mediante correos electrónicos, informándole lo que hubiera ahorrado si tuviera la Tarifa Opción Inteligente respecto a la Tarifa Residencial Simple. Además de este canal se enviaron SMS a clientes potenciales.

Este año a diferencia de otros (2009 y 2010) se publicitó la campaña O.I 2011 en Internet. Esto posibilitó una mayor cantidad y calidad de llegada a clientes. El efecto multiplicador que generó pautar en Internet no solo benefició a la campaña OI, representando una cantidad decisiva de nuevos contratos para lograr el objetivo propuesto, sino que también contribuyó a desarrollar su presencia y notoriedad en la red.

Debido a esta publicidad en internet, la solicitud de tarifa a través de la página Web de UTE aumentó al doble con respecto a la campaña OI 2010. La solicitud de tarifa a través de la página Web este año alcanzó un 26% del total de contrataciones.



El Programa Juntando Nuestra Energía, impulsado por UTE en coordinación con la Dirección Nacional de Energía (DNE), organismos de la enseñanza y redes sociales, tiene por objetivo crear una cultura de cuidado de los recursos energéticos y ambientales, actuando en los ámbitos de la educación formal y de la comunidad.

En este año se destaca la participación del Departamento de Formación en Servicio (DFS) de Primaria que tuvo a su cargo la convocatoria a los cursos de apoyo a la formación de las maestras, y ofició como interlocutor de UTE y DNE por Primaria para la coordinación de las principales actividades desarrolladas.

En el 2011 se realizaron 3 cursos del material didáctico “La energía es increíble” en una versión reformulada que implicó duplicación de horas de curso.

Participaron de la actividad 24 escuelas y 38 maestras alcanzando para el período 2008-2011 un total de 149 escuelas y 215 docentes en la zona de alcance del programa.

A su vez se realizaron Talleres de autoconstrucción de tecnologías eficientes en coordinación con organizaciones de la comunidad, en las escuelas N° 372/373 Cerro Oeste, N° 292 Nuevo París, N° 309 Santa Catalina, N° 68 Brazo Oriental, en Montevideo y en el agrupamiento de escuelas rurales Colibrí del Departamento de Lavalleja. Se efectuaron también, como parte de una investigación de nuevas zonas, talleres en los departamentos de Rocha y Tacuarembó.

Participaron maestras, alumnos, familiares y vecinos de la escuela, organizaciones e instituciones de enseñanza que coordinan con la escuela (UTU, Liceos, CAIF; Jardines; Cooperativas de vivienda; Comisiones barriales), alcanzando con los talleres realizados en el 2011 a más de 200 personas.

En el mes de noviembre, las maestras entregaron las “propuestas energéticas” formuladas en el transcurso del año, realizando la presentación de las mismas en la **2da Expo Feria Escolar de Juntando Nuestra Energía**.

Participaron del evento 22 propuestas energéticas que dieron muestras del involucramiento de los docentes, los niños, sus familias, en muchos de toda la escuela y de la comunidad local.

El evento involucró a 512 alumnos, 45 docentes, y 183 adultos pertenecientes a las familias, vecinos y organizaciones vinculadas a las escuelas.

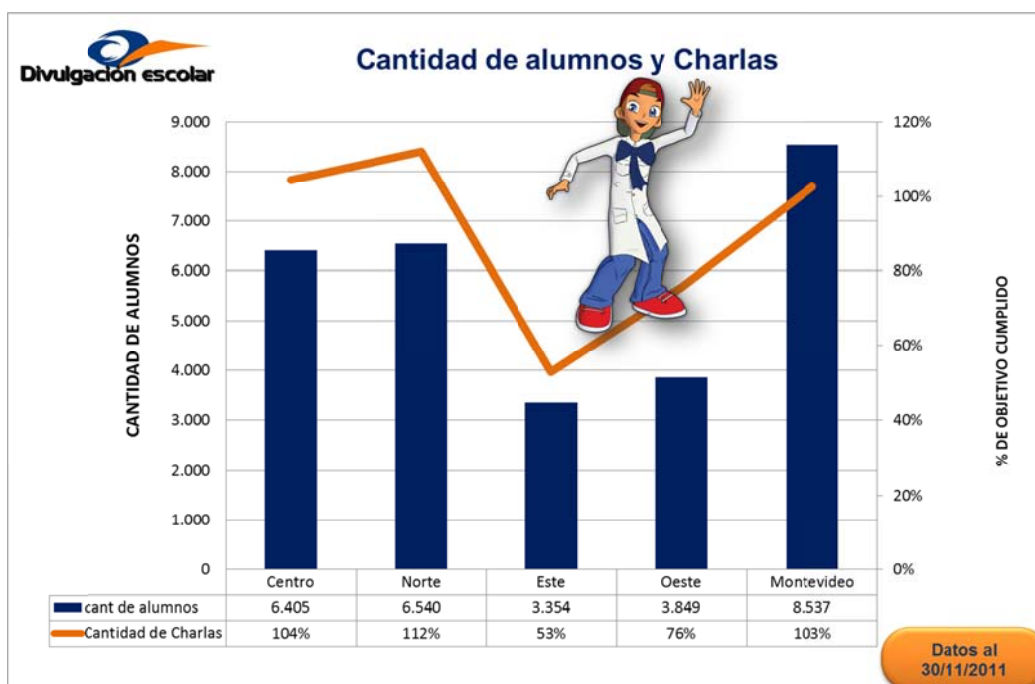
Los trabajos dan muestra de la creatividad de los estudiantes, que emplearon ya sea los recursos que permite la XO (Etoy, Scratch, Encuestas), formatos más artísticos como los Títeres (Escuela N° 73), Informativos (Esc N° 143), Revista Digital (Esc N° 68), el “Juego gigante sobre transporte” (Esc. N° 169 del Cerro), la “Encuesta de transporte y bicicleada” (Esc. N° 232 de Solymar), el “Trabajo con la huerta y con olla bruja integrado a la comunidad” (Esc N° 309 de Santa Catalina) o “La mejor cocción del zapallo (alimento de la zona) manteniendo sus nutrientes y realizando un uso eficiente la energía” (Esc N° 65 y 52, de Polanco, Lavalleja).



Durante el año 2011 el programa de Divulgación escolar continuó su actividad visitando escuelas públicas y privadas. Para esta tarea se contó con un nuevo material impreso “Clic cuaderno de la energía”. El mismo tuvo gran aceptación por parte de las autoridades de Enseñanza Primaria y de UTE.

El cuaderno Clic fue recibido con gran alegría por los niños quienes trabajaron con el material a lo largo del año dado su contenido didáctico y recreativo. Clic cuenta con tres unidades correspondiendo a: La energía, Eficiencia energética y seguridad y por último, pero no menos importante, Medio Ambiente.

En el año 2011, 28.685 alumnos de escuelas de todo el país recibieron la charla de Divulgadores Escolares. Las charlas realizadas fueron 1.170 llegando al 90% del objetivo fijado.



Remodelación de Oficinas Comerciales

A los efectos de lograr una identidad corporativa en la empresa se ha elaborado un manual que sirve para unificar criterios. Se trata de un documento en el que se diseñan las líneas maestras de la imagen de la empresa. En él, se definen las normas que se deben seguir para imprimir la idea de marca en los diferentes soportes internos y externos, mobiliarios, etc, con especial hincapié en aquellos que se mostrarán al público.

Basándose en ese Manual se ha comenzado la remodelación de Oficinas Comerciales y Centros de Atención. En el año 2011 unos 15 locales, entre

Oficinas y Centros de Atención, han sido renovados y otro tanto están en proceso.



TARIFAS

En el mes de febrero de 2011 se realizó un único ajuste tarifario de 5,55%, con el objetivo de mantener una estructura tarifaria alineada con los costos de mediano plazo y con el criterio de que el ajuste medio no superase la inflación del año 2010- ubicada en 6,93%- en ninguna categoría tarifaria.

En este marco, se realizaron estudios de comparación entre tarifas y costos relativos para el mediano plazo, adoptando los ingresos totales de la empresa como datos y estimando, para cada categoría, el peso que tienen los costos de generar la energía, de amortizar las redes y la actividad comercial.

En función de esto se aplicaron ajustes diferenciales, donde el mayor aumento medio (6,9%) se dio en la categoría Grandes Consumidores de niveles de tensión 63 y 150 kV y en Zafrales hasta 22 kV. Para los Grandes Consumidores en 31,5 kV el porcentaje fue menor (5,9%), mientras que la tarifa General Simple recibió una suba por debajo del ajuste medio (4,59%), tal como ha sucedido en años anteriores. El resto de las tarifas se incrementaron en un 5,6%.

Las Tasas de Conexión, Reconexión y Rehabilitación también fueron modificadas al alza, por primera vez desde febrero del 2009. Los porcentajes fueron de 6,9% para Conexión y 15% para las restantes.

Evolución de la Tarifa Media en el Mediano Plazo

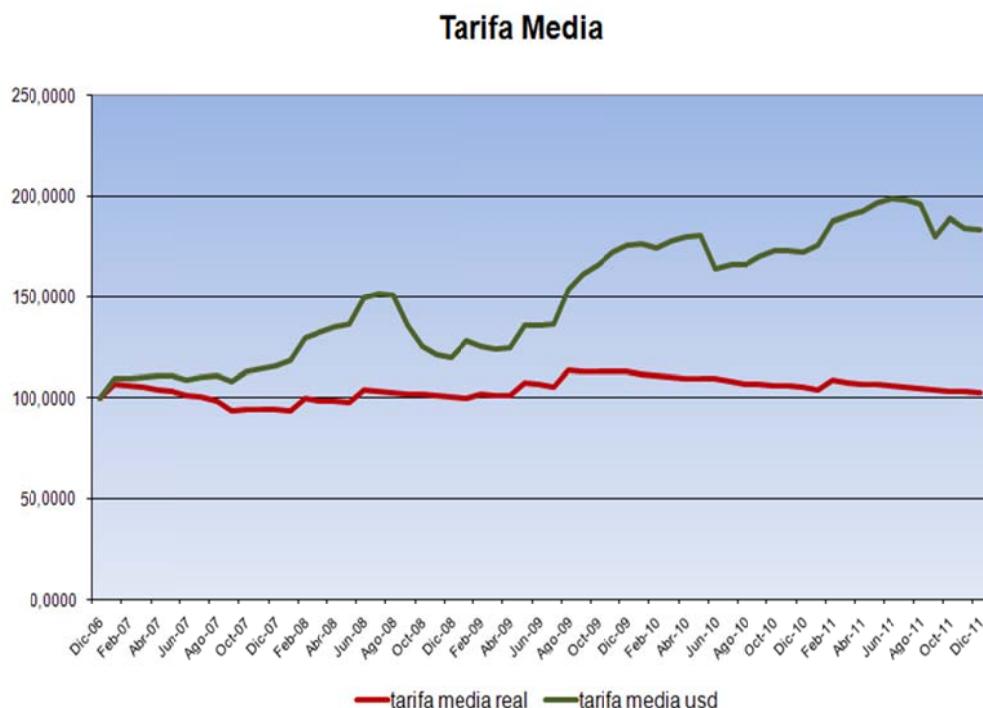
Si se considera la evolución de la Tarifa Media en los últimos 5 años (diciembre 2006 a diciembre 2011) se observa un comportamiento diferencial según se la mida en términos reales o respecto a la evolución del dólar americano.

En términos reales, se ha mantenido muy próxima al nivel registrado al inicio del período. Es decir, la tarifa media no ha aumentado significativamente, en términos reales, en los últimos 5 años. Solo en el 2009 se observa un salto más pronunciado debido, fundamentalmente, al alto costo de abastecimiento. Si bien éste ha sido un factor que se fue afianzando como tendencia en los últimos años, la sequía vivida en gran parte del año acentuó sensiblemente su efecto en la tarifa de energía eléctrica.

La Tarifa Media medida en dólares, por el contrario, refleja las variaciones de costos de mediano plazo así como también las variaciones que la moneda americana verificó respecto a la moneda nacional. En este período se produjo una continua caída en el precio del dólar, la cual solo se vio interrumpida puntualmente por los efectos de la crisis mundial iniciada en 2008.

A modo de ejemplo, de diciembre 2006 a diciembre 2011, la moneda local se apreció un 18,6 % respecto al dólar estadounidense.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la Tarifa Media en dólares y en términos reales. Como se explicó anteriormente, la evolución de ambos índices ha sido muy dispar: el primero responde básicamente a la mayor volatilidad de la moneda extranjera y el segundo a los altos costos de abastecimiento observados.



Descuentos Comerciales en la Tarifa de Consumo Básico (TCB)

Por R 11.-578 del 6 de mayo de 2011, el Directorio de la Empresa aprobó la aplicación de Descuentos Comerciales a la Tarifa de Consumos Básicos (TCB-T y TCB-D).

La TCB surgió con el Pliego Tarifario de febrero 2010, con la finalidad de promover el acceso regular y seguro de la energía eléctrica, facilitando la satisfacción de un consumo eléctrico básico y de primera necesidad. Para ello se establecieron condiciones de ingreso (suministro monofásico, potencia contratada menor o igual a 3,7 kW y su titular no puede tener otro suministro a su nombre) y una única condición de permanencia, consistente en no superar los 230 kWh/mes en más de dos oportunidades en los últimos doce meses (año móvil).

Está compuesta por dos cargos tarifarios:

- Un cargo fijo mensual, independiente de la cantidad demandada y que da derecho a un consumo de energía de 100 kWh/mes.
- Cargo por energía, aplicable a los kWh que se consuman por encima de los incluidos en el cargo mensual, compuesto por dos escalones:

Primer escalón, con un precio bajo y aplicable a los primeros 40 kWh que superan los kWh incluidos en el cargo mensual (entre los 101 y 140 kWh/mes).

Segundo escalón, con un precio más alto y aplicable a partir de los 141 kWh/mes.

El primer tipo de descuento (TCB-T) está dirigido a los clientes propuestos por el MIDES, que tengan la Tarjeta Uruguay Social y paguen con ésta la factura de UTE. Consiste en aplicar un descuento del 40,4% en el precio del primer escalón de energía de la TCB y un descuento sobre el precio del segundo escalón, tal que el valor final de ambos tramos sean iguales, y se cobre un único precio para el rango de consumo que va de 101 a 180 kWh/mes. A su vez, quienes demanden más de 310 kWh/mes recibirán un descuento adicional que equipare el valor facturado con la TCB-T y la Tarifa Residencial Simple, sin pasar automáticamente a la última tras superar dicho nivel en más de 2 oportunidades.

El segundo (TCB-D) es aplicable, por un plazo máximo de tres años, a agrupamientos de clientes o futuros clientes involucrados en el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica de UTE, en el segmento de población en condición de vulnerabilidad socioeconómica, creado también en la misma Resolución, y que sean aprobados por Resolución de Directorio. Consiste en aplicar un 33% de descuento sobre el Cargo Mensual y un porcentaje equivalente a la diferencia entre el precio del segundo y el primer escalón de energía, en el rango de consumo que va

de 141 a 180 kWh/mes. Asimismo, quienes demanden más de 290 kWh/mes recibirán un descuento adicional, al igual que en caso anterior, que equipare el valor facturado con la TCB-D y la Tarifa Residencial Simple, sin pasar automáticamente a la última tras superar dicho nivel en más de 2 oportunidades.

Al cierre de este año, había 577 clientes recibiendo el descuento TCB-D pero aún no se había registrado beneficiarios del descuento TCB-T.

Peajes de Sub Trasmisión

En el transcurso del año UTE trabajó en forma conjunta con la DNE, URSEA y ADME en una propuesta sobre la metodología de cálculo y los valores de los Peajes de Sub Trasmisión para Clientes Libres, definidos como Grandes Consumidores en el artículo 7 de Decreto 276/002 "Son los consumidores en calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de trasmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.", conectados en tensiones de 63 y 31,5 kV.

Tasas de Conexión

Las Tasas de Conexión, Reconexión y Rehabilitación, introducidas en el régimen económico vigente desde fines del 2008 para la conexión de nuevos clientes o modificaciones en los existentes, aumentaron en función de los valores medios proyectados de las variables que componen las paramétricas definidas para cada una de ellas.

Para Potencias Contratadas menores o iguales a 50 kW, suministros con Instalación Microgeneradora (IMG) y modificaciones en la conexión, las Tasas de Conexión aumentaron un 6,9%. Para potencias superiores las tasas se determinan a partir de presupuestos, donde los precios de sus componentes se actualizan periódicamente en función de los valores de mercado.

Por su parte, las Tasas de Reconexión y de Rehabilitación requerían un aumento de 32,6% según las proyecciones de costos a valores medios del año 2011. Sin embargo, si bien resulta fundamental para la buena gestión de los recursos mantener una política de convergencia entre tasas y costos de las actividades respectivas, se efectuó un ajuste de 15% y un plan de financiamiento en 10 cuotas sin recargo para el pago de la Tasa de Reconexión en suministros con potencias menores o iguales a 40 kW. Ambas acciones permitirían mitigar el alto impacto del ajuste, achicando la brecha con los costos proyectados.

GESTIÓN DE LOS RECURSOS

Recursos informáticos

La certificación ISO 9001:2008 desde el año 2000 y la certificación del Sistema de Gestión de la Seguridad ISO27001:2005, desde el 2009, son dos impulsores fundamentales de la Mejora Continua del Modelo de Gestión de los Recursos Informáticos de UTE.

Durante el 2011, se aprobó una nueva versión de la Política de Seguridad para el análisis de riesgos, se introdujo el modelo COSO (Committee of Sponsoring Organizations). El enfoque a Servicios se está orientando al modelo ITIL (Biblioteca de infraestructura de tecnología de la información) (ISO 20000), comenzando la revisión del catálogo de Servicios de TI y la Gestión de Incidentes.

Por otra parte, se comenzó la formalización de una PMO orientada a dar el soporte horizontal y tutoría a la gestión de proyectos internos a SIS, extendiendo así el modelo aplicado para el desarrollo de Soluciones Corporativas.

En lo que respecta a visión estratégica de mediano y largo plazo, se observa una tendencia tecnológica en el sector eléctrico a nivel internacional, con fuertes inversiones en investigación y desarrollo para la incorporación de Redes Inteligentes (Smart Grid), que facilitan la administración y automatismos del Sistema Eléctrico y permiten un avance considerable en la línea de eficiencia energética. Esta tendencia pone foco en la integración de la infraestructura eléctrica con las tecnologías de información y telecomunicaciones.

En este contexto, se formó un equipo de trabajo multidisciplinario con representantes de las diferentes áreas de negocio, Sistemas de Información y Telecomunicaciones. En el ejercicio 2011 se lanzó un proceso de licitación con el objeto de contratar servicios de consultoría para el análisis de la situación actual, la elaboración del Plan Director Smart Grid en el período 2012 - 2020 y la confección de un Plan de Proyecto Piloto.

Estrategia tecnológica

Respecto a la ejecución de la estrategia tecnológica, en 2011 se trabajó en parte dándole continuidad a los proyectos iniciados en 2010, y también se iniciaron nuevos.

Dentro del proceso de remodelación de los Centros de Cómputos, se estrenó la sala de servidores del primer piso del CPD Paraguay. Fue reacondicionada la instalación eléctrica, aire acondicionado, cableado de datos y sistemas de protección. Tanto el sistema de cableado, como la infraestructura de la red de comunicaciones fue totalmente reformulada.

Respecto al software de base, se realizó la actualización de SAP R/3 pasando a la versión 6.0, y las bases de datos Oracle de los sistemas

corporativos se llevaron a la versión 11. Para mejorar la gestión en lo que es la distribución de software y parches en forma automática, se implantó la herramienta System Center Configuration Manager.

Proyectando hacia el futuro, se trabajó en la concepción del proyecto "Cloud Privada" el cual a través de la virtualización y monitoreo, posibilitará tener un mejor uso y manejo de los recursos informáticos.

Aplicaciones

Algunos de los hitos más relevantes en cuanto al desarrollo y evolución de las aplicaciones corporativas de apoyo a los procesos de negocio en el 2011, fueron:

Comercial

Dentro del proceso de Renovación del Sistema Comercial (RENOV@), durante el presente año, se lograron los siguientes hitos:

- Completar la parametrización (configuración) y el desarrollo de las adecuaciones necesarias para UTE, incluyendo sus interfaces.
- Ejecutar exitosamente ciclos de conversión de datos de clientes, cuentas y suministros, de facturas y sus transacciones financieras.
- Ejecutar 3 ciclos de pruebas modulares y preparar los casos prueba integrados.
- Instalar y probar contingencias del hardware en productivo para asegurar la alta disponibilidad al momento de ingreso a producción.
- Preparar instructores en el uso de la herramienta, que posteriormente definieron los contenidos y de los cursos y elaboraron el material de formación de usuarios finales.
- Definir el plan de capacitación para formar a los 1500 usuarios comerciales en un período de 5 meses.
- Comenzar la serie de ciclos de paralelo batch, ejecutando la facturación y procesos de cobros en el SGC (actual sistema en producción) y en Renov@.

Paralelamente en el sistema vigente, las respuestas a los requerimientos priorizados para la gestión comercial de UTE durante el 2011, se concretaron en:

- La implantación de la aplicación móvil de lecturas de consumos en la plataforma PDA. El cambio de plataforma tecnológica de los dispositivos móviles facilita la transición del sistema comercial actual a Renov@

- Se implementaron dos tarifas sociales con descuentos para aquellos clientes comprendidos en el plan Tarjeta Social Uruguay.

Generación (GEN), Trasmisión (TRA) y Despacho Nacional de Cargas y Planificación de la Explotación y Estudios (DPE)

Para estas áreas, se trabajó básicamente en tres grandes líneas de acción:

- Renovación del Sistema de Gestión de Explotación (SGE)

Se continuó en la renovación de los distintos módulos que componen el SGE con los siguientes avances:

- Implantación de una nueva versión del Núcleo del sistema (plataforma de desarrollo para todos los módulos que estandariza el código e incrementa la productividad)
- Desarrollo de una nueva versión del módulo de Gestión de Embalses que incluye un nuevo Hidroestimador (herramienta que permite obtener una medida indirecta del volumen de precipitaciones a través de información satelital) y la previsión de niveles en las presas.
- Diseño de los nuevos módulos de Energía y Mercado y Gestión de Combustibles y Consumibles Críticos.

- Proyecto IMAX (Gestión de Activos)

En abril se lanzó el proyecto IMAX para la implantación de MAXIMO (software especializado en la Gestión de Activos (EAM), que sustituirá al actual ITM – desarrollo propio) para la gestión de los activos de Generación y Trasmisión. El equipo de trabajo de SIS junto a representantes de GEN y TRA, y con el apoyo de consultores MAXIMO, configuró el sistema, extendió su funcionalidad para adecuarlo a las necesidades de ambas áreas y lo integró fuertemente con SAP, GIE y Sharepoint (que se utiliza como gestor documental).

Se definió como estrategia de implantación una primera entrada en producción (febrero 2012) en la central hidroeléctrica Baygorria para luego extenderlo gradualmente al resto de GEN y a TRA durante el 2012.

- Proyecto GNL (Gas Natural Licuado)

Se continuó trabajando en la elaboración de modelos de simulación y optimización que constituyen una herramienta fundamental para la toma de decisiones en los aspectos clave del proyecto.

Distribución

En el marco del proceso de innovación tecnológica del Sistema de Gestión de Distribución (SGD), las principales actividades y logros del año 2011 fueron:

- Se migró el Sistema de Gestión de Trabajos (SGT) a Genexus evo en setiembre 2011
- Se desarrolló el sistema ARDIS (Aplicación de registro de discos de trabajo) para gestión de discos de seguridad en las instalaciones, el que será usado por Operación y Mantenimiento.
- En el proyecto de Gestión de Mantenimiento (GEMA), se continuó evolucionado en las funcionalidades del sistema de gestión de activos con base en el producto MAXIMO (software especializado en la Gestión de Activos (EAM), para su implantación en todo el país durante el primer semestre del año 2012.
- Se desarrollaron las funcionalidades e interfaces necesarias para la integración de los sistemas de distribución con el nuevo Sistema de Gestión Comercial, en el marco del proyecto Renov@.
- Se migró EGEO a la nueva versión de Smallworld 411.

Administración

En lo relacionado con los sistemas de apoyo a la gestión de las divisiones que administran recursos (Económico-Financiero, Recursos Humanos y Abastecimientos) los principales hitos del año correspondieron a:

- Upgrade del producto SAP Applications que ha dejado operativo en producción la última versión de SAP liberada al mercado, SAP ERP 6.0, lo que permitirá continuar creciendo y mejorando los procesos de gestión de recursos con las mejores prácticas del mercado, siendo además un facilitador para el futuro impacto del Proyecto Bambú.
- Integración con otros sistemas de negocio:
Implementación de interfaces que permiten la comunicación on-line de los distintos módulos de SAP con el nuevo sistema comercial CC&B y con el producto Máximo para la gestión de los activos de GEN y TRA.
- Principales mejoras relacionadas a la gestión de los distintos procesos de administración de recursos:
 - abastecimiento: rediseño del proceso de depuración de compras, mejoras al proceso de compras urgentes, al seguimiento del Plan

de Compras, al proceso de publicación de compras en el sitio CEPRE del estado, etc.

- recursos humanos: gestión de alarmas para control de plazos de llamados a concurso e inclusión de los llamados por encomendación, descentralización del ingreso y modificación de datos del personal contratado, implementación de los cambios relacionados con la nueva modalidad de pedido de Servicio Médico, cambio normativo de IRPF relacionado por el aporte en forma mensual de la cuota parte del aguinaldo, etc.
- económicos financieros: información de las intervenciones de órdenes de pago en reporte pdf y envío electrónico con firma digital, automatización y simplificación del proceso de cesiones de créditos, obtención directa en SAP de los Cuadros Fiscales de Activos Fijo y Activos en Curso, mejoras en la comunicación con la aplicación eBROU y uso de tokens biométricos, adecuación a nuevas normativas de D.G.I. en relación a retención de impuestos, etc.



Los individuos marcan goles, pero los quipos ganan partidos.

Introducción

Durante 2011 la Gerencia de Recursos Humanos (HUM) estuvo abocada a los temas definidos en la Planificación Estratégica:

1- Definiciones estratégicas
2- Relacionamiento con las áreas
3- Reingeniería de procesos: 3.1 Norma UNIT – ISO 9001:2008 3.2 Rediseño de procesos
4- Comunicación y relacionamiento
5- Formación

Con el objetivo de contribuir con la organización en lo que significa la gestión del Capital Humano, en 2011 se buscó el fortalecimiento de los sectores para apoyar a las áreas en el cumplimiento de sus proyectos estratégicos, y en particular la preparación necesaria para construir conjuntamente el nuevo modelo de Gestión Humana.

Por lo cual se hizo una revisión de: misión, visión, principios y valores en el marco de los nuevos desafíos y lineamientos estratégicos de la Empresa.

Se potenció la capacidad de gestión, participando de cursos de formación con foco en el marco conceptual que el mercado ofrece en las distintas herramientas de Gestión Humana, y en particular en el Modelo de Gestión por Competencias.

Se dictó el curso Gestión Humana para Mandos Medios, el cual fue diseñado por integrantes de la Gerencia División RRHH y contó con un amplio contenido que abarcó todas las técnicas de la disciplina y el detalle de su aplicación actual en UTE.

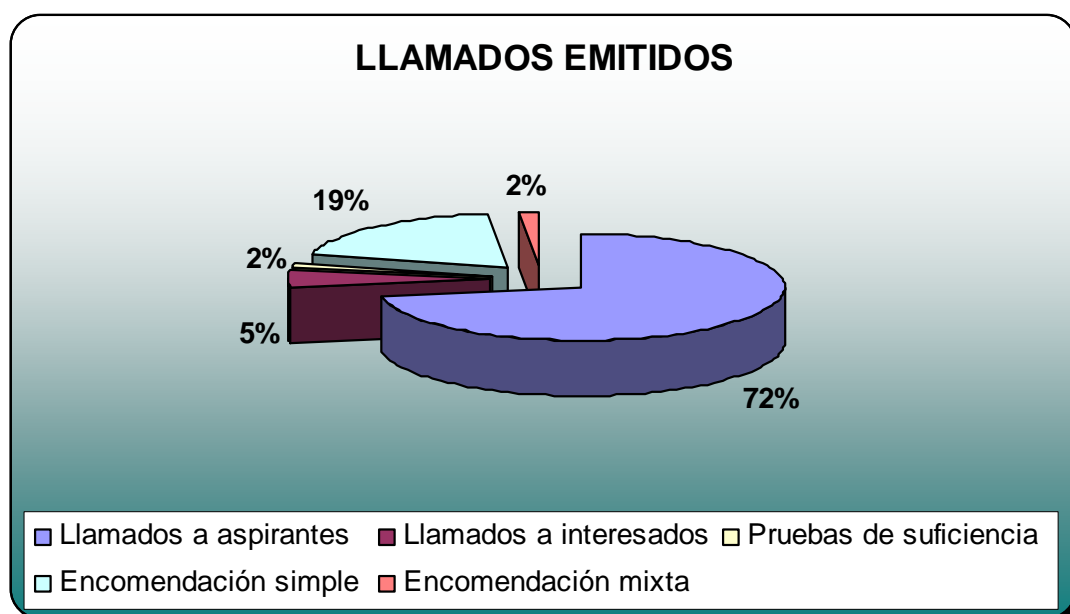
Durante este año fue realizada la encuesta de satisfacción de clientes, que permitió identificar oportunidades de mejora en cada una de las áreas donde HUM presta apoyo.

Selección y Promoción

En el correr del año 2011, se gestionó la cobertura de vacantes a través de instrumentos de contratación tanto internos como externos.

Llamados internos

- 26 Llamados a interesados para la cobertura de 61 plazas.
- 8 Pruebas de suficiencia para la cobertura de 14 plazas.
- 99 Llamados para encomendación de funciones, para la cobertura de 99 plazas.
- 344 Llamados a aspirantes para la cobertura de 566 plazas.



En suma, se efectuó la gestión de 477 procesos de cobertura correspondientes a 740 plazas, de un punto de partida de 1389 inscripciones.

Llamados externos

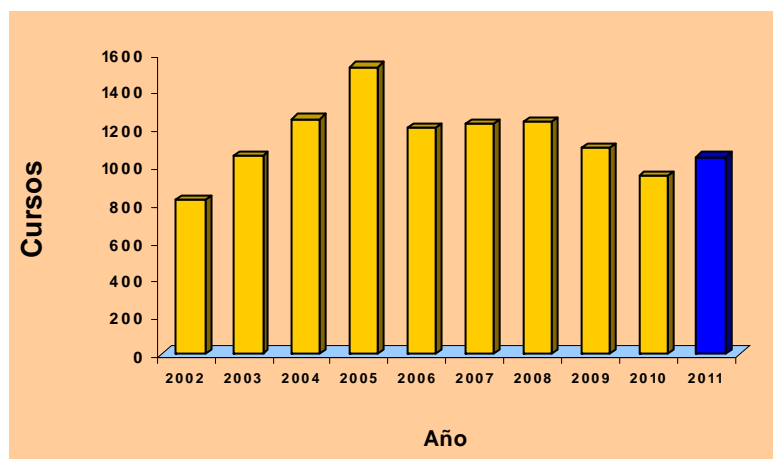
En el año 2011 fueron emitidos 7 llamados externos, de los cuáles 5 promovieron la incorporación de 107 funcionarios/as y 2 de 57 becarios/as.

Se recibió la inscripción de 17.068 personas interesadas en las propuestas laborales, de las cuales 1.237 presentaron documentación, quedando habilitados a rendir las pruebas correspondientes 963 personas.

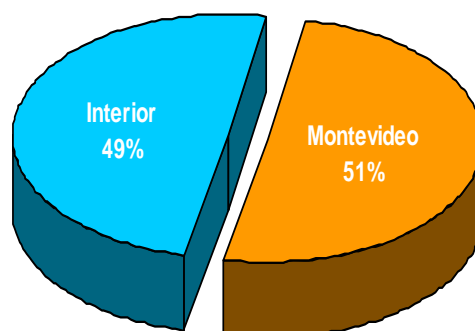
En el caso del llamado de Agentes Comerciales y Administrativos debió efectuarse un sorteo previo dado que el número de inscriptos alcanzó a 12.596 personas.

Formación

Durante el año 2011 se coordinaron 1051 acciones formativas en las que se registraron más de 13.500 inscripciones.



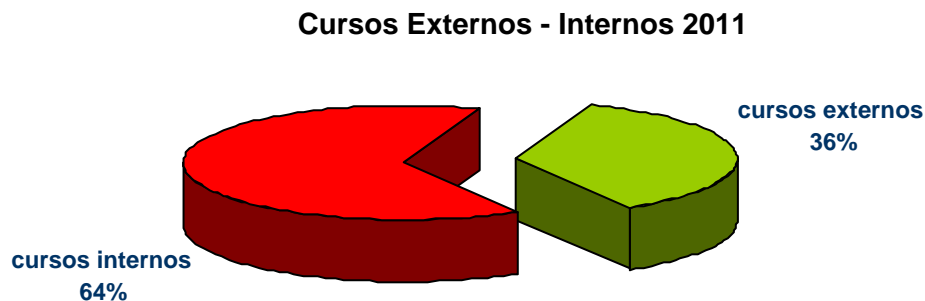
Del total de inscriptos a cursos, el 51 % corresponde a funcionarios de Montevideo y el 49 % a funcionarios que trabajan en el interior del País.



Los cursos contratados durante el año 2011 representaron el 36 % del total de cursos manteniéndose en el mismo nivel que el año anterior.

Considerando la plantilla de la empresa al 31 de diciembre del 2011, en relación a los datos de capacitación del mencionado año, se aprecia que en promedio, cada funcionario asistió promedialmente a 1,77 cursos.

El total de horas hombre destinadas a capacitación ascendió a 164.427. Considerando la plantilla de UTE, cada funcionario dedicó promedialmente 26 horas hombre en capacitación.



Medicina Laboral

Durante 2011, se realizaron 3.909 chequeos ocupacionales, 2.327 certificaciones laborales y 44 juntas médico laborales. A su vez, en dicho período, se efectuaron controles, seguimientos y atención de consultas de funcionarios/as, que en conjunto alcanzaron la cifra de 5.236

Relaciones Laborales

Asuntos Laborales

Fondo de solidaridad

Durante el año se gestionaron y atendieron a través del fondo de solidaridad (Convenio Laboral UTE-AUTE, cláusula 45, literal f y a través del Acta 51) situaciones relacionadas con la salud del funcionario o familiares directos, no amparados por el MSP, las JAMC ni el Fondo Nacional de Recursos.

Premio Estadía Fundación Parque de Vacaciones UTE – ANTEL

Se entregó el Premio por antigüedad con estadías en la Fundación del Parque de Vacaciones UTE – ANTEL, por haber cumplido 20, 25, 30 y 35 años de servicio en la Empresa (Convenio Laboral UTE-AUTE, cláusula 45, literal e) a 810 funcionarios.

Plan de retiro voluntario incentivado

Debido a la necesidad de renovar la plantilla en sectores estratégicos y continuar adaptando la estructura y costos de la Administración a la realidad que impone el entorno nacional e internacional en el sector de energía, se diseñó e instrumentó un Plan de Retiro Voluntario Incentivado que fue aprobado por Directorio con fecha 16/12/11.

El mencionado plan delimita claramente las características de los grupos que deben priorizarse para el amparo al régimen, armonizando con las pautas acordadas con la OPP para su promoción.

Asuntos Gremiales

Becas

Anualmente, y siempre que las posibilidades lo permitan la Empresa otorga becas con destino a hijos menores de 25 años a cargo de funcionarios, que estudien a una distancia superior a 50 km del domicilio de este y no dispongan de: medios económicos que les permitan iniciar o continuar sus estudios en la Universidad de la Republica, nivel terciario de la Universidad del Trabajo, Institutos normales, Institutos de Profesores Artigas u otros de naturaleza pública de nivel terciario o universitario. Para acceder al beneficio no podrá existir en la localidad del domicilio del funcionario ningún centro de estudio de los mencionados.

En este marco se otorgaron 3.037 becas para hijos de funcionarios en general y 212 becas para los hijos de los funcionarios de las Represas.

Gestión Económica

Certificación en calidad

Se continuó trabajando según los requisitos de la norma de Calidad UNIT - ISO 9001:2008 en los procesos de liquidación de haberes y Centro de Capacitación Técnica, integrando y formando en la norma a funcionarios de los departamentos directamente involucrados en el proceso.

Control de Personal

Apoyo Económico Social

Se continúa con la gestión de los préstamos por endeudamiento y su migración paulatina del préstamo de Endeudamiento al de Consumo en Unidades Indexadas (U.I.), así como con el asesoramiento a funcionarios en temas de organización de presupuestos familiares, en temas financieros en base a las opciones que tienen disponibles en el BROU y en temas sociales (escuelas de tiempo completo, comedores, situaciones de enfermedad)

Viviendas entregadas en régimen de comodato a funcionarios

Se participó en el llamado a interesados para ocupar viviendas de propiedad de la Empresa en régimen de comodato precario. Esta acción dio como resultado la entrega de 6 viviendas, además se facultó a la Comisión actuante a proceder a la entrega de los inmuebles que se vayan recuperando de acuerdo a la lista de prelación, procedimiento por el que ya se entregaron 3 viviendas más.

Seguridad e Higiene del Trabajo

Durante el ejercicio 2011 se definieron y ejecutaron Planes de Seguridad en las Gerencias Operativas. En ellos se hizo hincapié en actividades fundamentalmente preventivas y se verificó el cumplimiento de los requisitos legales en temas de Seguridad e Higiene.

En el ejercicio 2011 se realizaron 212 cursos específicos de Seguridad por parte del personal técnico.

Se continuó trabajando con los mandos medios del Área Distribución en la seguridad eléctrica, sumándole los riesgos de trabajos en altura y tránsito, en razón a la accidentabilidad existente. Se sumó a esta implementación una revisión de los equipamientos de seguridad personales y colectivos necesarios para los trabajos sobre apoyos en altura.-

Se continuaron realizando acciones dirigidas al cumplimiento de medidas de seguridad para las empresas contratadas, generando entre otras acciones de capacitación dirigidas a Directores de Obra/Administradores de Contrato así como a Coordinadores de Seguridad para un correcto desempeño en las actividades de seguimiento de las empresas.

Para difundir la modificación realizada en el año 2010 a la Norma de Seguridad para la Realización de Maniobras de Trabajos en Instalaciones Eléctricas de Media y Alta Tensión de Distribución 6 – 15 – 30 y 60 KV (NS1D), se dictaron 103 cursos para 2017 funcionarios.

Fueron gestionadas el 100% de las denuncias de accidentes de la empresa. Se procesaron los datos de accidentabilidad de la empresa que arrojaron los siguientes índices: Frecuencia 19,43, Gravedad 596,26 y Pérdida 11,59. Se registraron 237 accidentes, manteniéndose la cifra por debajo del objetivo de 250.

Unidades productivas de apoyo

Laboratorio

Se continuó con el desarrollo de diversos sistemas de medida para atender las demandas de ensayos y mejorar la precisión y la incertidumbre de los mismos.

Se continuó con la Acreditación de los puestos de generación de terceros, así como la participación en los ensayos de todos los nodos de intercambio de energía internacionales a solicitud de la URSEA.

Se adquirieron varios equipos de última generación como:

- Muestreador automático de índice de neutralización
- Equipo para determinar azufre corrosivo en aceites dieléctricos
- Escáner para automatizar medidas eléctricas
- Fuentes de poder para metrología y para Electrotecnia
- Celda de carga de 20 T. y de torque.
- Transformadores patrón de corriente y de tensión

Se continúa con el asesoramiento a distintas unidades de Producción y Servicios (PRS), para su posterior certificación por las normas UNIT-ISO 9000.

Se mantiene el reconocimiento internacional por parte del SIM (Sistema Interamericano de Metrología), de todas las magnitudes eléctricas, así como la magnitud de Tiempo y Frecuencia como Laboratorio Nacional.

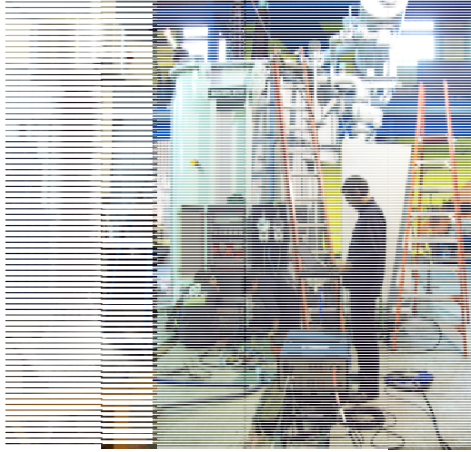
Transformadores y montajes

Se continúa con la estrategia de reconversión orientada a las actividades relacionadas a la reparación, mantenimiento, traslado y montaje de transformadores.

Se destaca:

- Montaje del banco de transformadores Toshiba de Central Hidroeléctrica Palmar.
- Movimientos, reparación y montaje del transformador Hitachi 146MVA 500/150/13.8kV de Montevideo "B" 500kV (MB5).
- Se continúa con el plan de recambio de transformadores por contaminación con PCB en Distribución.
- Se continuó en la implementación de la norma ISO 9001:2008, con miras a certificar este proceso en año 2012.
- Se incorporó una nueva grúa todo terreno de 60 ton de última generación que permite realizar los movimientos de los mayores transformadores de DIS totalmente armados con total seguridad.





Fábrica de Elementos de Hormigón Armado y Forestal

Con la capacidad instalada para producir, se abasteció la demanda de UTE de columnas de hormigón, de postes y crucetas tratadas.

Ingeniería Civil y Arquitectura

Se ejecutaron obras por un valor total de US\$ 5.410.000.

Las más relevantes fueron:

- Inicio de las reparaciones en las fachadas del Palacio de la Luz.
- Construcción de local para ensobrar y distribuir las facturas de UTE.
- Construcción de la viga riel para la fundación del pórtico de 100 toneladas de Talleres Generales.

Sistemas de Seguridad

Se destacan las siguientes instalaciones:

- Seguridad Electrónica para varios locales: el de la ensobradora, la Estación de Transmisión Pando, el Centro de Capacitación Técnica (Leguizamón)
- CCTV para cantones de DIS Mdeo
- Suministro e instalación de sistema de detección y extinción de incendio CPD Paraguay

ECONÓMICO - FINANCIERO

Los aspectos más significativos sobre la situación económica financiera de UTE, así como sus resultados en 2011 son los siguientes:

La ganancia del ejercicio 2011 fue de \$ 2.834 millones que traducidos a T/C (\$ 19,903 por Dólar al 31/12/11) equivalen a U\$S 142 millones.- Si lo comparamos con el resultado del ejercicio 2010 (a precios del 31/12/11), que arrojó una ganancia de U\$S 456 millones, se verifica, por tanto, una disminución de U\$S 314 millones.

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2010 y 2011 ajustados por inflación y expresados a valores del 31/12/11 y convertidos a Dólares estadounidenses al tipo de cambio interbancario comprador del 31/12/11, la desmejora en el resultado se explica fundamentalmente por:

Millones de U\$S

Aumento de venta mercado interno	18,3
Disminución de exportaciones	(87,1)
Disminución otros ingresos de explotación	(3,0)
Aumento compra de energía	(65,4)
Aumento consumo de combustibles	(359,3)
Disminución servicios y suministros	4,9
Aumento en gastos de personal	(11,3)
Aumento en resultados financieros	7,4
Aumento en resultado desv. monetaria	30,6
Disminución previsión incobrables	32,8
Disminución resultados diversos	5,1
Disminución en I.R.A.E	116,9

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 18,31 millones (1,22%). En unidades físicas, hubo un aumento de 347 GWh, lo que implica un incremento del 4,55% con respecto al año 2010.

La evolución de las principales variables que determinan esta variación fue la siguiente:

- variación de la Tarifa de U.T.E. (5,55%)
- incremento del I.P.C. (8,6%)
- decremento del Tipo de Cambio -1%).

Por tipo de sector, según la categoría tarifaria, las variaciones en unidades físicas fueron de 5,4% para el sector Residencial, para el sector No Residencial un 4,2% y 0,5% para el Alumbrado Público.-

Con respecto a los Otros Ingresos de Explotación, vemos decrementos en Derechos de carga, Tasas, Cobros a Deudores incobrables y Consultoría Externa por U\$S 3,02 millones.-

Las exportaciones a la Argentina fueron sensiblemente menores en unidades físicas, pasando de 510,3 GWh en 2010 a 0,2 GWh en 2011.- En términos de unidades monetarias los importes fueron U\$S 87,1 millones y U\$S 0,006 millones, respectivamente.-

Al igual que durante el año anterior, no hubo exportaciones a Brasil.-

La compra de energía a Salto Grande fue menor en 67 GWh lo que significa una disminución del 1,46% con respecto al año anterior.- En cuanto a los montos, los mismos fueron U\$S 75,7 millones en el ejercicio 2010 y U\$S 64,6 millones en el ejercicio 2011.-

Las compras al Brasil fueron superiores a las del año 2010 (14,8 GWh en 2010 y 209,4 GWh en 2011). Los montos fueron U\$S 2,2 millones en 2010 y U\$S 27,1 millones en 2011.-

Hubo compras a generadores locales, siendo la más relevante la realizada a la empresa UPM, por un monto de U\$S 38,9 millones (U\$S 15,3 millones en 2010). El remanente ascendió a U\$S 11,7 millones.-

Las importaciones de Argentina fueron de 265 GWh por un valor de U\$S 68 millones mientras que en 2010 fueron de 345 GWh por un valor de U\$S 45 millones.-

El consumo de combustibles fue superior al del año anterior, pasando de U\$S 188 millones en 2010 a U\$S 547 millones en 2011, lo cuál implica un incremento del 191%.

Los consumos en unidades físicas se muestran en el siguiente cuadro:

CONSUMO PERIODO ENERO - DICIEMBRE

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>variación</u>	<u>%</u>
FUEL OIL (Toneladas)	213.861	90.980	122.881	135,06
GAS OIL (m3)	415.796	137.758	278.038	201,83
FOP MOTORES (Toneladas)	69.867	58.571	11.297	19,29

Los gastos en servicios y suministros fueron U\$S 4,9 millones menos que en el ejercicio pasado.- Las reducciones más significativas se observan en Mantenimiento y reparaciones en el Área de Generación(U\$S 5,6 millones) y de Trasmisión (U\$S 1,9 millones)).-

Los gastos de personal presentan un aumento de U\$S 11,3 millones con respecto al año anterior.- Esta variación se debe fundamentalmente al incremento salarial otorgado en virtud de la Resolución 1904 del 16/12/2011, que otorga una partida de \$ 2.100 retroactiva al 01/01/2011 para todo el personal de UTE.-

Es importante destacar que el resultado por desvalorización monetaria ascendió a U\$S 17,5 millones de ganancia, mientras que en el ejercicio anterior se había situado en U\$S 13,1 millones de pérdida. La explicación de esta variación se debe fundamentalmente a una diferente evolución del Índice de Precios al Consumo (I.P.C.) y del tipo de cambio (8,6% y 1% respectivamente) en el año 2011 y (6,93% y 2,37% respectivamente) en 2010, y a una posición en moneda extranjera neta pasiva relativamente similar en el año 2011 .-

Con respecto al gasto en IRAE, en este ejercicio presenta una pérdida neta de U\$S 6,75 millones en función de la desmejora del resultado del ejercicio 2011. Esta cifra contempla una previsión por IRAE a pagar de U\$S 24,3 millones y un incremento del activo por impuesto diferido en U\$S 15,7 millones, debido fundamentalmente a una diferente evolución de los índices de ajuste por inflación de los Activos fijos de la empresa, (criterio fiscal-IPPN- 11,13%, criterio contable- IPC- 8,6%, respectivamente).-

El patrimonio promedio de UTE en 2011 fue de U\$S 4.826 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 2,9 %, (9,8% en el ejercicio 2010).-

El ejercicio 2011 volvió a presentar déficit hídrico en el primer semestre, revirtiéndose la situación del año 2010 que había presentado muy buenos niveles de hidraulicidad. Este hecho determinó que el costo de abastecimiento anual superara las previsiones del programa financiero y se constituyera en uno de los factores que determinan la menor rentabilidad de la compañía en el ejercicio 2011. El diferencial se cubrió sin problemas con fondos propios y endeudamiento de corto plazo.

La gran volatilidad del costo de abastecimiento de la demanda y su peso tanto en la cuenta de resultados como en la performance financiera, sigue siendo uno de los problemas estratégicos a resolver en el futuro inmediato.

Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en nuestros Estados de Resultados, convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio de cierre del respectivo ejercicio fueron:

	En millones de U\$S					
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
Compra de Energía	202	140	211	493	132	210
Combustible	206	178	576	402	172	548
Total	408	318	787	895	304	758

La deuda financiera (capital), en términos nominales tuvo una variación de U\$S 46 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2011 los U\$S 574 millones.

Dicha variación se debe al diferencial entre la toma de nuevos financiamientos y las cancelaciones de deuda financiera realizadas en el ejercicio.

El apalancamiento medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales se ubica en el entorno del 9,88%, en términos absolutos los Activos Totales de UTE alcanzan los 5810 millones de dólares y su Deuda Financiera los 574 millones.

Si uno compara estos niveles de apalancamiento con empresas eléctricas de la región y del mundo, resultan extremadamente bajos.

Esta política conservadora en cuanto a endeudamiento, ha oficiado a falta de instrumentos explícitos, como cobertura para situaciones del tenor de las sucedidas en el año 2008 y 2009 y en el primer semestre del 2011. En dichas situaciones, UTE no tuvo ninguna dificultad de acceso al crédito en el sistema financiero local e internacional recibiendo ofertas que superaron ampliamente sus necesidades en cada llamado realizado con tasas de mercado muy competitivas.

En el presente ejercicio se ha avanzado en el diseño de la reglamentación del Fondo de Estabilización Energética creado en la ley de presupuesto nacional aprobada sobre fines de 2010. Con fecha 19/12/2011 el Poder Ejecutivo aprobó el decreto reglamentario con las reglas de uso y aportes al Fondo. Queda pendiente la creación del Fideicomiso de Administración, figura jurídica que contendrá al referido fondo

En forma paralela se viene analizando la incorporación de otras herramientas de cobertura que permitan mitigar los riesgos asociados a eventos de sequía como los ocurridos en el año 2008 y 2009, referidos a algún tipo de seguro climático. Hasta el momento se avanzó en el diseño del producto y en la presentación del mismo a instituciones interesadas en la concreción del mismo.

Se continuó avanzando en la política de fijación de tasas de interés mediante la contratación de un SWAP para un segmento importante de deuda financiera de largo plazo (U\$S 100 MM) con tasa variable aprovechando las condiciones favorables de mercado para este tipo de operaciones, alcanzando la proporción de deuda a tasa fija sobre el total de la deuda, aproximadamente el 80%.

El costo de endeudamiento en promedio, tomando la TIR del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, se ubica en el 3,22%. Asimismo la Duración de la deuda al 31 de diciembre de 2011 es de 36 meses.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de redes de transmisión y distribución adaptadas y

eficientes, UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, con los cuáles está tramitando el financiamiento del proyecto de Ciclo combinado en Punta del Tigre, aspirando a financiar el 80% del valor de la inversión. Asimismo se prevé en el presente año incursionar en el mercado de valores mediante la emisión de algún instrumento de deuda de largo plazo de manera de ir reperfilando el pasivo de UTE en cuanto a mayores plazos y en moneda local.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 234 millones (medidos en moneda del 31/12/2011, de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 5 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 1400 millones.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que el crecimiento se ubique en el entorno del 4% anual para el próximo quinquenio, lo cual presionará la demanda y la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

UTE está expuesta a riesgo de tipo de cambio, dada su posición neta pasiva y a riesgo de tasa de interés dado que una buena parte de su endeudamiento está referenciado a tasas variables.

A efectos de evaluar la cuantía de estos riesgos se realizó un análisis de sensibilidad basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/10. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 PB o caiga en 50 PB.

Los efectos, para el próximo ejercicio medido en pesos al 31/12/11, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada se resume en el siguiente cuadro:

	Ganancia	Pérdida
Escenario incremento de tasas	-	5.246.586
Escenario caída de tasas	1.312.593	-

En cuanto al tipo de cambio, las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente. Para el caso del IPC se tomó el promedio simple:

2010	<u>U\$S</u>	<u>U\$S</u>	<u>IPC</u>
	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	
	19,25	21,00	0,0688
2011	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>IPC</u>
	19,50	20,80	0,0725

Los efectos, para el próximo ejercicio medidos en pesos al 31/12/11 son:

Escenario devaluación:		
	Impacto moneda extranjera	
	2011	2010
Ganancia	198.079.977	186.335.545
Escenario apreciación:		
	Impacto moneda extranjera	
	2011	2010
Ganancia	669.727.045	930.894.886

La situación actual en cuanto al mix de generación despachada, la no incorporación de inversiones en el presente año que puedan bajar el costo de abastecimiento de la demanda y los precios del barril de petróleo, vaticina un año con mayores costos de abastecimiento de la demanda. No obstante ello, UTE comienza el ejercicio con una situación óptima en cuanto a disponibilidades y manteniendo buena capacidad de endeudamiento en el sistema financiero. Asimismo en caso de ser necesario se espera poder apelar al Fondo de Estabilización Energética constituido.

Por lo anteriormente expuesto el riesgo de liquidez es extremadamente bajo.

Entendemos que la situación financiera de UTE continua siendo sólida, habiendo mostrado un fuerte poder de adaptación a los factores de volatilidad que repercuten sobre su flujo de caja.

No obstante, es necesario remarcar algunos aspectos que merecen una especial atención para los siguientes ejercicios, entre los que se destacan la necesidad de avanzar en la concreción de mecanismos de cobertura de los riesgos operativos y financieros a que está sometida la empresa, habiéndose cumplido ya con la etapa de análisis necesaria y en especial la concreción de una cobertura del abastecimiento de la demanda (clima-petróleo), complementaria al fondo de estabilización creado, con el propósito de minimizar la volatilidad de ésta y estabilizar los resultados de la compañía, ya que en el corto plazo las tarifas no reflejan el 100% de

los cambios en los precios de los combustibles y demás costos operacionales.

La opinión sobre la situación financiera sostenida en este informe, es coincidente con la opinión de la Calificadora de Riesgo FitchRatings en su último informe sobre la calidad crediticia de las Obligaciones Negociables emitidas por UTE, “. La compañía mantuvo históricamente un bajo nivel de apalancamiento. La solidez y flexibilidad financiera soportada por una conservadora estructura de capital permite a UTE enfrentar situaciones de stress.”

Con respecto a los Estados Consolidados de UTE con Interconexión del Sur S.A. y el Fideicomiso UTE 2004, si bien sus números no alteran los juicios vertidos anteriormente en función de su materialidad, se destaca que se ha avanzado considerablemente en las obras de construcción de la estación convertora de 500 Kv. en las proximidades de la ciudad de Melo, habiendo alcanzado al cierre del ejercicio un valor de U\$S 170 millones.

PROYECCIÓN AL EXTERIOR

Consultoría Externa

INTRODUCCIÓN

Durante el año 2011 han participado en proyectos de consultoría y/o prestación de servicios 276 profesionales y técnicos de UTE, con diferentes porcentajes de afectación según los requerimientos de cada prestación.



ACTIVIDAD INTERNA

Implantación de un Sistema de Gestión de la Calidad de acuerdo a las Normas ISO 9000 en Consultoría Externa.

El 20 de octubre de 2011 se logró un nuevo hito dentro de la Gerencia de Área Comercial, la Gerencia de Sector CONEX certificó sus procesos, en el marco de la Norma ISO 9001-2008 de Sistemas de Gestión de la Calidad.



- Se realizó la Auditoría Interna detectándose algunos aspectos a mejorar y se trabajó sobre los mismos.
- En octubre se recibieron los auditores de LSQA quienes, posteriormente a la Auditoría realizada, comunicaron la certificación de la Unidad de Consultoría en el marco de la Certificación de Comercial.



ACTIVIDAD EXTERNA

Seguidamente, se destacan los principales proyectos, actividades de mantenimiento y procesamiento informático y servicios diversos, desarrollados en el ámbito nacional e internacional.

EN EL ÁMBITO NACIONAL

MINERA ARATIRÍ – ASESORAMIENTO EN LA SELECCIÓN DE CORREDORES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA ABASTECER AL PROYECTO

El objeto del Proyecto es brindar asistencia técnica en la definición, asesoramiento y supervisión para la selección de los corredores de las líneas de transmisión necesarias para abastecer el Proyecto ARATIRÍ, de acuerdo al Anteproyecto de Conexión realizado por UTE.



Las actividades dieron comienzo el 16 de mayo de 2011.

BANCO CENTRAL DEL URUGUAY – IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA

El proyecto comenzó el 15/6/2011 y tiene por objeto la implantación del gestión Sistema K2B – GRP en el marco de la Licitación Pública N° 3/09 para cuya ejecución se acordó la integración de un consorcio con la empresa Genexus Consulting, propietaria de dicho sistema.

K2B-GRP es una solución integral que aborda desde la planificación de la gestión, compras, manejo de almacenes, activo fijo, hasta la gestión presupuestaria, contable, financiera y de recursos humanos, permite contar con información en tiempo real facilitando la toma de decisiones.



El proyecto se divide en dos fases:

- 1) Fase I – Instalación e implementación del Componente de *K2B* Administrativo, Financiero y Contable. Interfaces con los sistemas actuales del *BCU*.
- 2) Fase II – Instalación e implementación del Componente de *K2B* Capital Humano. Integración con los componentes instalados en la Fase I.

Fecha prevista de finalización: 15 de octubre de 2012.

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES PROCESO MEJORA DE LA GESTIÓN

El proyecto se orienta a la elaboración de un Plan Global para la Mejora de Gestión del Ministerio trabajando en



varias líneas simultáneas, interrelacionadas y complementarias:

- Planificación y control de gestión: apoyo en la identificación de Misión, Visión, Objetivos Estratégicos. Indicadores de Gestión.
- Revisión de procesos clave.
- Automatización de la gestión documental: implantación del sistema desarrollado por UTE, GEX en la WEB.
- Soporte tecnológico.

Dio comienzo el 1 de agosto del 2011 y su duración prevista es de 13 meses.

MINISTERIO DEL INTERIOR

PENAL DE LIBERTAD – El objeto de este proyecto consiste en realizar el Mantenimiento Preventivo y Correctivo de las instalaciones y brindar apoyo en la Operación en la Red de Media Tensión. Asimismo, incluye la elaboración de un



Plan Director de la Red de Media Tensión, el apoyo en la elaboración del Pliego de Condiciones y en la posterior Dirección de Obras.

Adicionalmente en las reuniones mantenidas, se identificaron trabajos urgentes para desarrollar en el establecimiento penitenciario que incluyen:

- Realizar la remodelación de la subestación interior,
- Tendido de una línea de MT y montaje de una SE para alimentar al Centro 2.

Este proyecto dio comienzo el 20 de junio de 2011 y está prevista su finalización en doce meses.

GAS SAYAGO S.A.

El objeto de este proyecto consiste en brindar apoyo profesional y técnico al proyecto de Abastecimiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, según el siguiente detalle:

- Asignación del GERENTE DE PROYECTO- El servicio consistió en la asignación de un profesional de UTE al proyecto Gas Sayago en régimen full time para cumplir con las funciones de Gerente de



Proyecto. Estas actividades se desarrollaron durante el período abril – octubre de 2011.

- Asignación de SERVICIOS PROFESIONALES - Consiste en la asignación de tres técnicos de UTE al proyecto Gas Sayago en régimen full time. La coordinación de este servicio se canalizó a través de CONEX a partir del mes de noviembre de 2011.
- ADMINISTRACION Y GESTION - El servicio consiste en brindar asesoramiento administrativo, de gestión, contable, fiscal, tributario y financiero a la empresa GAS SAYAGO SA. La coordinación del mismo se canalizó a través de CONEX a partir del mes de setiembre de 2011.
- SERVICIO DE INFORMATICA Y TELECOMUNICACIONES – El mismo consiste en brindar apoyo para la instalación de la red de comunicaciones e información de la empresa GAS SAYAGO SA, parametrizar e instalar la herramienta SAP y mantener la red de comunicaciones e información y el aplicativo SAP. La coordinación del mismo se canalizó a través de CONEX a partir del mes de setiembre de 2011.

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA – IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN E INFORMACIÓN PRESUPUESTAL, FINANCIERO, ABASTECIMIENTO Y PATRIMONIAL

En 2010 comenzó en la Universidad de la República el Proyecto para la implantación del sistema K2B GRP con la finalidad de servir de soporte a la información de gestión, presupuestal, financiera, de abastecimientos y patrimonial.



Este proyecto se realiza en forma conjunta con Genexus Consulting SA, propietaria de K2B, bajo la modalidad de consorcio y abarca la implantación en dos Direcciones Generales y en tres Facultades: Veterinaria, Ciencias Económicas y Arquitectura. Asimismo, comprende la formación de un equipo de la UDELAR, que extenderá la implantación del Sistema al resto de los servicios universitarios.

Durante el año 2011 se realizó la adecuación del software a los requerimientos de la Universidad, aspecto que, dada la complejidad de la organización, insumió más tiempo del previsto. Esta situación, unida a la dificultad de UDELAR en la concreción de algunas de las actividades que le fueron asignadas atrasó la puesta en marcha piloto y en producción, la que se prevé para los primeros meses de 2012.

CORTE ELECTORAL

Se continúa normalmente el Mantenimiento del Sistema de Inscripción Cívica.



CORTE ELECTORAL
REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

Como aspecto relevante, durante 2011 se realizó la migración del Sistema de Escaneo de Hojas Electorales a Genexus 9 y SQL 2005. Para la implementación se dictaron cursos a más de 300 personas y se realizó una prueba para la selección del personal a asignar a la tarea. Se implantó en octubre y a fin de año se escanearon más de 100.000 hojas electorales.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE LAS OBRAS SANITARIAS DEL ESTADO – ANÁLISIS ORGANIZACIONAL

En agosto fue presentada y aceptada una propuesta de colaboración profesional cuyo objeto consistió en realizar la revisión, análisis y recomendaciones sobre las propuestas de reestructura organizativa de varias gerencias de la empresa. El mismo mes dieron comienzo las actividades.



El informe final de evaluación del modelo, fue presentado a la Dirección de OSE el día 15 de octubre, dándose por finalizado el proyecto.

SERVICIOS DE MANTENIMIENTO INFORMÁTICO

Se ha continuado brindando el servicio de mantenimiento del sistema de Expediente Electrónico GEX en la Web que se encuentra instalado en diversas organizaciones del Estado: PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, interconectada con todos los Ministerios; BANCO DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY, en sus Oficinas Centrales y en todas las dependencias del país; en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ADUANAS y todas las Receptorías del Interior; en la OFICINA NACIONAL DE SERVICIO CIVIL y en el MINISTERIO DE VIVIENDA ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE.



Asimismo, se trabajó con el MVOTMA en la prestación del servicio de mantenimiento de los sistemas informáticos SGO e interfaz K2B – SIIF.

SERVICIOS DIVERSOS



En esta línea de prestaciones de CONEX, se han desarrollado múltiples actividades consistentes en brindar servicios diversos relacionados con el Negocio Eléctrico (Mantenimiento de Instalaciones de Media Tensión, Detección de faltas en Cables Subterráneos, entre otros); Plegado y troquelado de documentos; Cursos de

Capacitación; Chequeos Médicos y Arrendamientos de Salones, contándose entre nuestros clientes a BATIFER; CANDELAS; CEI; CITESA; CLAUGER; DIARIO EL PAIS; ELECTRICIDAD DURAZNO; ELECTROSISTEMAS; EMPRESA NOVAS; GAPAC; GASODUCTO CRUZ DEL SUR; GONIDER; JOSE CUJO; MARTINEZ REGGIO; MONTELECNO; ORITECNO; RAUL CASAL Y OTROS; SIE URUGUAY; TEYMA; YNEL; ZENITH RIO GOLF, entre otros.

EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL.

VISITA DE PERSONAL DE ANDE (Paraguay) – Continuando con las visitas realizadas en el año 2010, se recibieron dos delegaciones:

- Entre los días 11 y 13 de julio se recibió la visita de una delegación por temas vinculados a gestión de almacenes y materiales.



- Entre los días 27 y 29 de setiembre se recibió una nueva visita por temas vinculados a Auditoría Interna.

VISITA DE PERSONAL DE COOPERATIVA RURAL DE ELECTRICIDAD - CRE BOLIVIA

Entre los días 7 y 9 de diciembre se recibió la visita de una delegación de CRE - a nuestra empresa. Los temas más destacados abordados de acuerdo al interés de los integrantes



de la delegación, fueron los siguientes:

- Proyecto de Mantenimiento de Distribución – GEMA.
- Sistemas Corporativos de Operación y Obras (SIO y SGT).

INFORMACIÓN ECONÓMICA Y ESTADOS CONTABLES

**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (*)			
	Notas	2011	2010
ACTIVO			
<i>Activo corriente</i>			
Disponibilidades	5.1	4.491.015.093	4.211.562.198
Activos financieros	5.8	442.909.983	16.222.609
Créditos por ventas	5.2	4.106.023.859	4.291.787.557
Otros créditos	5.3	687.973.858	453.175.189
Inventarios	5.4	2.580.859.368	1.938.129.257
Total Activo corriente		12.308.782.161	10.910.876.810
<i>Activo no corriente</i>			
Bienes de uso	Anexo	97.131.940.623	95.015.338.261
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	5.5	4.866.958.043	4.511.693.255
- Otros créditos a largo plazo	5.3	412.038.036	715.068.910
Total créditos a largo plazo		5.278.996.079	5.226.762.165
Inventarios	5.4	1.821.526.341	1.749.800.060
Créditos por ventas	5.2	670.540.476	673.507.637
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras empresas	5.6	230.964.689	205.616.820
- Bienes en comodato	5.7	396.392.508	413.732.007
- Activos financieros	5.8	5.044.216	907.418
Total inversiones a largo plazo		632.401.413	620.256.245
Activos biológicos		72.137.949	29.746.779
Valores en caución y en consignación		2.640.949	3.015.385
Total Activo no corriente		105.610.183.829	103.318.426.532
TOTAL ACTIVO		117.918.965.990	114.229.303.342
CUENTAS DE ORDEN	5.15	7.202.192.783	7.128.525.354
PASIVO Y PATRIMONIO			
<i>Pasivo corriente</i>			
Deudas comerciales	5.9	4.985.492.727	5.021.144.820
Deudas financieras	5.10	3.275.160.901	2.258.434.883
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	1.937.938.620	2.460.349.004
Previsiones	5.12 y 5.13.2	278.500.126	92.469.924
Total Pasivo corriente		10.477.092.374	9.832.398.630
<i>Pasivo no corriente</i>			
Deudas financieras	5.10	10.035.209.559	8.440.260.504
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	15.249.436	131.345.912
Previsiones	5.12 y 5.13.2	489.203.987	579.171.162
Total Pasivo no corriente		10.539.662.982	9.150.777.578
Total Pasivo		21.016.755.356	18.983.176.208
<i>Patrimonio</i>			
Capital		3.073.899.528	3.056.800.622
Ajustes al patrimonio		80.737.855.374	80.737.855.374
Ganancias retenidas			
- Reservas		14.985.787.811	13.082.269.217
- Resultados de ejercicios anteriores		(4.740.829.690)	(10.728.082.619)
- Resultado del ejercicio		2.834.227.963	9.086.890.353
Patrimonio atribuible a controladora		96.890.940.986	95.235.732.947
Patrimonio atribuible a interés minoritario		11.269.648	10.394.187
Total Patrimonio		96.902.210.634	95.246.127.134
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		117.918.965.990	114.229.303.342
CUENTAS DE ORDEN	5.15	7.202.192.783	7.128.525.354
(*) Cifras en moneda del 31/12/11			
El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.			

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

(En pesos uruguayos) (*)			
	Notas	2011	2010
Ingresos operativos	6.1		
Venta de energía eléctrica local		30.348.459.865	29.983.999.033
Venta de energía eléctrica al exterior		23.837	1.734.056.365
		30.348.483.702	31.718.055.398
Bonificaciones	6.1	(80.843.667)	(84.579.747)
Ingresos operativos netos		30.267.640.035	31.633.475.651
Otros ingresos de explotación	6.1	480.545.591	540.753.492
Total de ingresos de explotación		30.748.185.626	32.174.229.143
Costos de explotación	6.2	(22.716.619.301)	(14.281.328.573)
Resultado de explotación		8.031.566.324	17.892.900.570
Gastos de administración y ventas	6.2	(5.370.496.601)	(5.826.730.970)
Resultados diversos			
Ingresos varios	6.1	593.037.348	631.448.577
Gastos varios	6.2	(943.227.042)	(1.001.332.438)
		(350.189.694)	(369.883.861)
Resultados financieros	6.3	615.403.459	(149.490.503)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta		2.926.283.488	11.546.795.236
Impuesto a la renta	5.5	(92.290.096)	(2.461.066.332)
Resultado neto del ejercicio		2.833.993.392	9.085.728.903
Resultado atribuible a controladora		2.834.227.963	9.086.890.353
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(234.571)	(1.161.450)
Resultado neto del ejercicio		2.833.993.392	9.085.728.903
(*) Cifras en moneda del 31/12/11			

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO			
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011			
(En pesos uruguayos) (*)			
	Notas	2011	2010
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		2.834.227.963	9.086.890.353
Resultado del ejercicio atribuible a accionistas minoritarios		(234.571)	(1.161.450)
Ajustes:			
Amortización		4.708.873.733	4.627.748.682
RDM y diferencia de cambio real de disponibilidades		256.750.991	316.059.915
RDM y diferencia de cambio real rubros no operativos		(716.431.811)	(356.720.175)
Impuesto a la renta diferido		(355.264.788)	1.679.394.457
Provisión impuesto a la renta		447.554.884	781.671.875
Aportes de capital en especie		-	2.756.676
Resultado por inversiones a largo plazo		(7.557.315)	(77.134.315)
Intereses de bonos devengados		-	(74.405.627)
Resultado por instrumentos financieros derivados		58.634.419	13.680.320
Resultado por activos biológicos		(42.391.170)	-
Ajuste previsión juicios		122.813.858	59.075.015
Ajuste previsión 200 kWh		27.756.342	64.881.124
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		136.207.807	259.888.485
Provisión de incentivo por retiro		(2.605.059)	20.298.358
Comisiones de compromiso devengadas		1.742.165	2.634.042
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		420.963.502	446.910.127
Resultado por colocación de obligaciones negociables		-	(9.599.445)
Pérdida por deudores incobrables		234.723.584	888.512.715
Intereses letras de regulación monetaria		(5.329.337)	(21.392.172)
Bajas de bienes de uso		1.793.874	16.686.903
Otros gastos devengados no pagos		1.064.300	-
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		8.123.293.371	17.726.675.862
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(45.992.725)	(158.437.569)
Otros créditos		904.682.972	1.346.610.697
Valores en caución y en consignación		374.436	354.165
Inventarios		(922.719.614)	17.080.801
Deudas comerciales		(169.539.048)	(2.131.511.791)
Deudas diversas		(451.400.907)	(518.123.229)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		7.438.698.486	16.282.648.935
Impuesto a la renta pagado		(1.224.878.745)	(113.545)
Efectivo proveniente de actividades operativas		6.213.819.740	16.282.535.390
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Altas de bienes de uso	4.22	(5.927.951.714)	(5.618.104.672)
Anticipos para compras de bienes de uso		(745.314.955)	(62.237.964)
Pago de obras en curso realizadas en ejercicios anteriores		(239.944.606)	-
Compra de bonos		-	(831.252.144)
Cobro intereses bonos		-	101.957.191
Cancelación plazo fijo en Bandes		841.515	-
Compra letras de regulación monetaria		(654.319.660)	(1.110.901.451)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		226.431.973	557.142.351
Cobro dividendos Hidroneuquén en efectivo		18.556.177	-
Cobro dividendos Central Puerto en efectivo		1.431.436	-
Aporte de capital en inversiones a L/P	4.22	(42.595.879)	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(7.362.865.712)	(6.963.396.690)
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.14	(1.196.118.831)	(2.607.342.613)
Pagos deudas financieras		(3.186.632.223)	(8.474.505.734)
Nuevas deudas financieras		6.493.138.624	3.187.882.550
Colocación de obligaciones negociables sobre la par		-	9.599.445
Pagos de intereses de préstamos		(382.975.617)	(489.793.312)
Pagos de comisiones de compromiso		(1.683.024)	(2.713.690)
Pagos de otros gastos de préstamos		(12.417.549)	(27.279.631)
Cobros de instrumentos financieros derivados		-	16.692.473
Pagos de instrumentos financieros derivados		(24.363.134)	(10.655.785)
Efectivo proveniente/aplicado a actividades de financiamiento		1.688.948.247	(8.398.116.298)
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo		539.902.275	921.022.403
5) Saldo inicial ajustado del efectivo y equivalentes de efectivo	4.22	4.227.784.806	3.622.822.318
6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes		(256.750.991)	(316.059.915)
7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo	4.22	4.510.936.090	4.227.784.806
(*) Cifras en moneda del 31/12/11			

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO CONSOLIDADO							
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011							
(En pesos uruguayos) (*)							
	Notas	Capital	Reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a interés minoritario	Patrimonio total
SalDOS iniciales al 01.01.10		72.118.927.268	11.265.178.369	(5.332.918.204)	78.051.187.433	7.576.891	78.058.764.324
Ajuste por inflación		4.999.782.587	780.980.039	(369.714.756)	5.411.047.870	525.282	5.411.573.153
SalDOS iniciales ajustados		77.118.709.855	12.046.158.408	(5.702.632.960)	83.462.235.303	8.102.174	83.470.337.476
Movimientos del ejercicio							
Aporte de capital	5.14				-	2.538.376	2.538.376
Capitalización obras OPP	5.14	40.273.567			40.273.567		40.273.567
Variación otras reservas			130.005		130.005		130.005
Versión de resultados	5.14			(4.175.896.154)	(4.175.896.154)		(4.175.896.154)
Resultado del ejercicio				8.367.302.351	8.367.302.351	(1.069.475)	8.366.232.876
Total movimientos del ejercicio		40.273.567	130.005	4.191.406.197	4.231.809.769	1.468.901	4.233.278.670
SalDOS finales al 31.12.10		77.158.983.422	12.046.288.413	(1.511.226.763)	87.694.045.072	9.571.075	87.703.616.146
Ajuste por inflación		6.635.672.574	1.035.980.804	(129.965.503)	7.541.687.875	823.112	7.542.510.988
SalDOS iniciales ajustados		83.794.655.996	13.082.269.217	(1.641.192.266)	95.235.732.947	10.394.187	95.246.127.134
Movimientos del ejercicio							
Aporte de capital	5.14				-	1.110.032	1.110.032
Aportes OPP a capitalizar	5.14	17.098.906			17.098.906		17.098.906
Versión de resultados	5.14			(1.196.118.831)	(1.196.118.831)		(1.196.118.831)
Reserva exoneración inversiones	5.14		1.903.518.594	(1.903.518.594)	-		-
Resultado del ejercicio				2.834.227.963	2.834.227.963	(234.571)	2.833.993.392
Total movimientos del ejercicio		17.098.906	1.903.518.594	(265.409.462)	1.655.208.038	875.461	1.656.083.499
SalDOS finales al 31.12.11		83.811.754.902	14.985.787.811	(1.906.601.727)	96.890.940.986	11.269.648	96.902.210.634
(*) Cifras en moneda del 31/12/11							
El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.							

ANEXO

**CUADRO CONSOLIDADO DE BIENES DE USO EN SERVICIO Y OBRAS EN CURSO
DETALLADO POR UNIDAD DE NEGOCIO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En miles de pesos uruguayos) (*)

	Bienes de uso general	Producción				Trasmisión			Distribución				Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
		Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución				
Valor bruto al 31.12.10	17.170.561	12.942.720	20.421.308	1.704.063	35.068.091	20.903.113	20.608.410	41.511.523	53.621.926	23.345.769	4.732.536	81.700.231	3.390.663	178.841.069	8.020.878	186.861.947
Ajuste por inflación saldo inicial	1.476.669	1.113.075	1.756.232	146.550	3.015.857	1.797.668	1.772.322	3.569.990	4.611.485	2.007.735	406.998	7.026.218	291.598	15.380.332	689.795	16.070.127
Valor bruto inicial reexpresado	18.647.230	14.055.795	22.177.540	1.850.613	38.083.948	22.700.781	22.380.732	45.081.513	58.233.411	25.353.504	5.139.534	88.726.449	3.682.261	194.221.401	8.710.673	202.932.074
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	17.593	8.236	1.225	-	9.461	3.497	9.688	13.185	82.997	52.812	22.700	158.509	10.438	209.186	(7.019)	202.167
Altas	532.250	923.971	30.295	-	954.266	158.231	242.995	401.226	1.609.389	1.030.018	569.238	3.208.645	103.004	5.199.391	6.272.259	11.471.650
Capitalización obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.934.041)	(4.934.041)
Bajas	(53.577)	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	14	(55)	(53.618)	-	(53.618)
Reclasificaciones	-	78.502	-	-	78.502	-	-	-	-	-	-	-	-	78.502	-	78.502
Valor bruto al 31.12.11	19.143.496	15.066.504	22.209.060	1.850.613	39.126.177	22.862.509	22.633.415	45.495.924	59.925.811	26.436.334	5.731.472	92.093.617	3.795.648	199.654.862	10.041.872	209.696.734
Amortización acumulada al 31.12.10	12.613.980	3.487.755	4.296.117	517.069	8.300.941	13.885.837	12.484.232	26.370.069	32.433.912	15.339.517	2.529.394	50.302.823	1.783.029	99.370.842	-	99.370.842
Ajuste por inflación saldo inicial	1.084.802	299.947	369.467	44.467	713.881	1.194.183	1.073.803	2.267.986	2.789.457	1.319.505	217.537	4.326.499	153.424	8.546.592	-	8.546.592
Amortización acum. inicial reexpresada	13.698.782	3.787.702	4.665.584	561.536	9.014.822	15.080.020	13.558.035	28.638.055	35.223.369	16.659.022	2.746.931	54.629.322	1.936.453	107.917.434	-	107.917.434
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(221)	144	-	-	144	-	-	-	-	-	-	-	-	(77)	-	(77)
Amortizaciones	396.073	571.161	564.362	66.646	1.202.169	366.463	474.631	841.094	1.031.111	819.122	220.676	2.070.909	181.289	4.691.534	-	4.691.534
Bajas	(51.818)	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	(55)	(51.870)	-	(51.870)
Reclasificaciones	-	7.772	-	-	7.772	-	-	-	-	-	-	-	-	7.772	-	7.772
Amortización acumulada al 31.12.11	14.042.816	4.366.779	5.229.946	628.182	10.224.907	15.446.483	14.032.666	29.479.149	36.254.483	17.478.144	2.967.607	56.700.234	2.117.687	112.564.793	-	112.564.793
Valores netos al 31.12.11	5.100.680	10.699.725	16.979.114	1.222.431	28.901.270	7.416.026	8.600.749	16.016.775	23.671.328	8.958.190	2.763.865	35.393.383	1.677.961	87.090.069	10.041.872	97.131.941

	Bienes de uso general	Producción				Trasmisión			Distribución				Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
		Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución				
Valor bruto al 31.12.09	17.693.878	9.995.268	20.235.149	1.180.281	31.410.698	20.905.506	20.243.231	41.148.737	52.621.455	23.076.145	3.332.929	79.030.529	3.261.326	172.545.168	8.953.865	181.499.033
Ajuste por inflación saldo inicial	1.521.675	859.595	1.740.222	101.505	2.701.322	1.797.873	1.740.918	3.538.791	4.525.445	1.984.547	286.632	6.796.624	280.475	14.838.887	770.033	15.608.920
Valor bruto inicial reexpresado	19.215.553	10.854.863	21.975.371	1.281.786	34.112.020	22.703.379	21.984.149	44.687.528	57.146.900	25.060.692	3.619.561	85.827.153	3.541.801	187.384.055	9.723.898	197.107.953
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(72.260)	104.284	13.734	6.160	124.178	(9.627)	5.688	(3.939)	23.435	6.552	90.733	120.720	4.698	173.397	(32.622)	140.775
Altas	647.791	3.267.412	365.539	562.667	4.195.618	7.029	391.622	398.651	1.065.080	284.256	294.372	1.643.708	135.911	7.021.679	5.608.293	12.629.972
Capitalización obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.588.896)	(6.588.896)
Bajas	(7.574)	-	(15.773)	-	(15.773)	-	-	-	-	-	-	-	(149)	(23.496)	-	(23.496)
Reclasificaciones	(1.136.280)	(170.764)	(161.331)	-	(332.095)	-	(727)	(727)	(2.004)	2.004	1.134.868	1.134.868	-	(334.234)	-	(334.234)
Valor bruto al 31.12.10	18.647.230	14.055.795	22.177.540	1.850.613	38.083.948	22.700.781	22.380.732	45.081.513	58.233.411	25.353.504	5.139.534	88.726.449	3.682.261	194.221.401	8.710.673	202.932.074
Amortización acumulada al 31.12.09	13.218.761	2.950.734	3.802.008	481.242	7.233.984	13.557.419	12.013.475	25.570.894	31.535.468	14.620.853	1.378.103	47.534.424	1.621.515	95.179.578	-	95.179.578
Ajuste por inflación saldo inicial	1.136.812	253.764	326.974	41.386	622.124	1.165.938	1.033.159	2.199.097	2.712.050	1.257.393	118.517	4.087.960	139.450	8.185.443	-	8.185.443
Amortización acum. inicial reexpresada	14.355.573	3.204.498	4.128.982	522.628	7.856.108	14.723.357	13.046.634	27.769.991	34.247.518	15.878.246	1.496.620	51.622.384	1.760.965	103.365.021	-	103.365.021

Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(69.697)	(136)	(168)	-	(304)	(10.253)	623	(9.630)	111	215	67.622	67.948	(9)	(11.692)	-	(11.692)
Amortizaciones	397.801	600.246	560.721	38.908	1.199.875	366.916	510.655	877.571	975.635	780.218	207.314	1.963.167	175.562	4.613.976	-	4.613.976
Bajas	(7.249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(149)	(7.398)	-	(7.398)
Reclasificaciones	(977.644)	(16.906)	(23.951)	-	(40.857)	-	(36)	(36)	(36)	36	975.366	975.366	-	(43.171)	-	(43.171)
Amortización acumulada al 31.12.10	13.698.784	3.787.702	4.665.584	561.536	9.014.822	15.080.020	13.557.876	28.637.896	35.223.228	16.658.715	2.746.922	54.628.865	1.936.369	107.916.736	-	107.916.736
Valores netos al 31.12.10	4.948.446	10.268.093	17.511.956	1.289.077	29.069.126	7.620.761	8.822.856	16.443.617	23.010.183	8.694.789	2.392.612	34.097.584	1.745.892	86.304.665	8.710.673	95.015.338
(*) Cifras en moneda del 31/12/11																

**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

NOTA 1 INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE EL GRUPO

1.1 Naturaleza jurídica, marco legal y contexto operacional de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

La Ley N° 4.273 promulgada el 21 de octubre de 1912 creó la UTE, ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se la amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes N° 14.694 del 01/09/77, N° 15.031 del 04/07/80 y N° 16.211 del 01/10/91, el Ente deja de cumplir sus funciones específicas en régimen de monopolio y se le amplían sus posibilidades de actuación al campo de prestación de Servicios de Asesoramiento y Asistencia Técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Dicha participación estará supeditada a la previa autorización del Poder Ejecutivo.

Con fecha 17 de junio de 1997 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N° 16.832 que sustituye el artículo 2° del Decreto - Ley N° 14.694, estableciendo a su vez un nuevo Marco Regulatorio Legal para el Sistema Eléctrico Nacional. La misma establece un reordenamiento del mercado eléctrico fijando condiciones y creando organismos reguladores.

En la actualidad la empresa cuenta con una potencia instalada del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.487 MW. Para atender la demanda del sistema eléctrico dispone además de 945 MW de potencia instalada en la Central de Salto Grande correspondiente a Uruguay, así como de 70 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2011 fue de 1.745 MW ocurrida el 4 de julio.

Las principales actividades del Ente y de su subsidiaria se desarrollan en la República Oriental del Uruguay y sus oficinas administrativas se encuentran en la calle Paraguay 2431, Montevideo.

La fecha de cierre de su ejercicio anual es el 31 de diciembre.

1.2 Interconexión del Sur S.A. (sociedad en fase preoperativa)

Por Resolución del Directorio de UTE R07.-782 del 14 de junio de 2007 se aprobó la participación de UTE en la constitución de una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal es la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea que unirá una nueva estación en Candiota (Brasil) con la Estación Conversora de Melo, a efectos de habilitar la integración energética entre ambos países.

La participación actual de UTE en la sociedad al valor patrimonial proporcional asciende a \$ 715.132.548, que representa un 98,45% del total de aportes de capital recibidos hasta el cierre. La integración total aprobada por el Ente asciende a \$ 950.000.000 que se espera represente el 95% del total de aportes previsto en la sociedad.

Hasta la fecha de cierre del ejercicio la sociedad se encontraba en fase preoperativa y en consecuencia no desarrolló actividades para las cuales ha sido creada.

1.3 Fideicomiso financiero

Mediante contrato celebrado en diciembre de 2004, se constituyó el fideicomiso "UTE 2004 FIDEICOMISO FINANCIERO".

El 24 de diciembre de 2004 el Banco Central del Uruguay (BCU) autorizó la inscripción del fideicomiso en el Registro del Mercado de Valores (Comunicación N° 2004/374).

El citado fideicomiso es titular de un pagaré por la suma de U\$S 25.000.000 (veinticinco millones de dólares estadounidenses), emitido por UTE a favor de EF ASSET MANAGEMENT Administradora de Fondos de Inversión S.A. en su calidad de fiduciario. El 29 de diciembre de 2011 se canceló la cuota final de dicho pagaré.

Con fecha 13 de enero de 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero.

NOTA 2 ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

Los estados contables individuales de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, Interconexión del Sur S.A. y Fideicomiso financiero, han sido aprobados para su emisión por la Dirección y serán sometidos a aprobación de los órganos volitivos correspondientes.

Los presentes estados contables han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el día 9 de marzo de 2012.

NOTA 3 ADOPCIÓN DE NORMAS CONTABLES ADECUADAS EN EL URUGUAY

3.1 Bases contables

Los estados contables han sido elaborados de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay. La referida Ordenanza establece el siguiente orden de prioridad en la fuente de normas contables:

- Las Ordenanzas del Tribunal de Cuentas de la República.
- El Decreto N° 103/91 de 27 de febrero de 1991.
- Las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) y publicadas en la página web de la Auditoría Interna de la Nación.

El Decreto N° 266/07 publicado el 31 de julio de 2007, establece como normas contables adecuadas en Uruguay de aplicación obligatoria a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standard Board – IASB) vigentes y traducidas a idioma español a esa fecha y las normas de presentación contenidas en los Decretos N° 103/91 y N° 37/10.

El Decreto N° 37/010 establece que en aquellos casos en que las normas de presentación de estados contables previstas en el Decreto N° 103/91 no sean compatibles con las soluciones previstas sustancialmente en las normas internacionales de información financiera (recogidas a través del Decreto N° 266/07) primarán estas últimas. Sin perjuicio de esto, serán de aplicación requerida los criterios de clasificación y exposición de activos y pasivos corrientes y no corrientes en el estado de situación patrimonial y los criterios de clasificación y exposición de gastos por función en el estado de resultados.

Los estados contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación según se describe en la Nota 4.3 y se presentan expresados en moneda del 31/12/11. El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art. 4° del Decreto N° 99/009 del 27/02/09 y con la modificación acordada por el Tribunal de Cuentas del art. 14° de la Ordenanza N° 81, en la sesión de fecha 01/04/09. Los saldos al 31/12/10 fueron reexpresados de acuerdo a la evolución de dicho índice de precios, a los efectos de su comparación en una única unidad de medida.

3.2 Bases de consolidación

Los presentes estados contables consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), su subsidiaria Interconexión del Sur S.A. y el Fideicomiso financiero UTE 2004 (conjuntamente referidas como “el Grupo”) que se describen a continuación, en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control:

Empresa	% participación de UTE
Interconexión del Sur S.A.	98,45%
Fideicomiso financiero UTE 2004	100,00%

Dichos estados contables han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIC 27 – Estados contables consolidados y separados y la SIC 12 – Consolidación de entidades de cometido específico.

De acuerdo a dicha metodología se han aplicado los siguientes procedimientos:

- ▶ Se han eliminado:
 - Ingresos y gastos correspondientes a transacciones realizadas entre las entidades controladas.
 - Activos y pasivos entre dichas entidades.
- ▶ Se ha ajustado el valor de los bienes comercializados entre dichas entidades.
- ▶ Se ha expuesto el interés minoritario de las entidades vinculadas, tanto en el estado de situación patrimonial como en el estado de resultados.

3.3 Normas, enmiendas e interpretaciones a las normas vigentes aprobadas por el IASB, no recogidas por la legislación vigente en Uruguay, ni aún adoptadas por el Grupo

A la fecha de emisión de estos estados contables, tal como se menciona en la Nota 3.1, el Grupo había adoptado las versiones de las normas vigentes desde el punto de vista legal en la República Oriental del Uruguay según lo establecido en la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas, las cuales difieren en algunos casos de las últimas versiones y/o normas aprobadas por el IASB.

A continuación se resumen las normas o interpretaciones aún no adoptadas que son de aplicación al Grupo:

NIC 1 – Presentación de estados contables (Revisada en setiembre de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Exige que se presenten determinadas operaciones en forma separada de los aportes de accionistas en el “Estado de utilidad integral o de ingresos comprensivos” o dos estados “Estado de resultados” y “Estado de utilidad integral o ingresos comprensivos”.

NIC 23 – Costo por intereses (Revisada en marzo de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Se elimina la opción de reconocer como gastos los costos por intereses asociados a un activo calificable, por tanto las entidades deberán capitalizar los costos por intereses en todos los casos como parte del activo.

NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar (Enmienda marzo de 2009).

Requiere mejorar las revelaciones sobre la medición del valor razonable y el riesgo de liquidez.

NIIF 8 – Operaciones de segmentos (Enmienda abril de 2009, efectiva a partir del 1° de enero de 2010).

Aclara que una entidad debe exponer revelaciones sobre activos de segmentos sólo si dicha revelación es reportada regularmente por el órgano encargado de la toma de decisiones.

NIIF 9 – Instrumentos financieros: clasificación y medición

Efectúa cambios en la clasificación y medición de los instrumentos financieros apuntando a una simplificación en la contabilización de dichos instrumentos.

NIIF 10 – Estados financieros consolidados

Establece una metodología única de consolidación aplicable a todo tipo de entidades basado en el concepto de control y mejora las revelaciones exigidas (reemplazando la NIC 27 y SIC 12).

NIIF 12 – Revelaciones de intereses en otras entidades

Dicha norma establece las revelaciones que son aplicables cuando una Entidad tienen un interés en subsidiarias, consorcios, asociadas o en entidades con propósitos específicos.

NIIF 13 – Medición al valor razonable

Establece la definición de valor razonable, estableciendo un único marco conceptual para su medición. Además, establece las revelaciones que son requeridas.

NOTA 4 PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

4.1 Bases de preparación

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos ajustados por inflación en base a la metodología descrita en la Nota 4.3, a efectos de la presentación en una unidad de medida homogénea, excepto ciertos instrumentos financieros y los activos biológicos que son revaluados al cierre del ejercicio. Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

4.2 Saldos en moneda extranjera

Los estados contables consolidados del Grupo son presentados en la moneda del principal centro económico en donde opera (su moneda funcional). Con el propósito de presentar los estados contables consolidados, los resultados y la posición financiera del Grupo son expresados en pesos uruguayos, la cual es la moneda funcional del Grupo y la moneda de presentación de los estados contables consolidados.

En la elaboración de los estados contables, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional del Grupo (monedas extranjeras) son registradas en pesos uruguayos al tipo de cambio interbancario del día anterior a la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 7) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 19,903 por dólar al 31/12/11 y \$ 20,103 por dólar al 31/12/10), habiéndose reexpresado los saldos de 2010 a valores del 31/12/11.

Las diferencias de cambio por ajuste de saldos en moneda extranjera se reconocen en el período en que se devengaron y se imputan en el capítulo Resultados financieros (rubro Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real) del Estado de resultados.

4.3 Corrección monetaria

La Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas establece la obligatoriedad de ajustar por inflación los Estados Contables.

Generalidades

En función de la normativa vigente se procede a realizar el ajuste integral por inflación de acuerdo a la metodología de la NIC 29.

A efectos de realizar dicho ajuste se ha utilizado el Índice de Precios al Consumo (IPC), elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, el que muestra una variación de 8,6% en el ejercicio 2011. Durante el ejercicio 2010 la variación fue de 6,93%.

Procedimientos utilizados

A efectos de reexpresar los valores originales en moneda de la fecha de cierre del ejercicio se han utilizado los siguientes procedimientos:

- ▶ Los activos y pasivos monetarios se muestran a valores históricos al cierre del ejercicio.
- ▶ Los saldos activos y pasivos en moneda extranjera son valuados al tipo de cambio de la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los inventarios se encuentran valuados a su costo de adquisición ajustado por la variación del IPC desde su adquisición hasta la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los bienes de uso fueron valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Los inmuebles no afectados al giro y bienes en comodato han sido valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Las inversiones en negocios conjuntos se encuentran contabilizadas al valor patrimonial proporcional al cierre del ejercicio.
- ▶ Las inversiones en otras empresas se encuentran contabilizadas al valor razonable, excepto aquellas cuyo valor razonable no puede ser medido con fiabilidad por no tener un precio cotizado en un mercado activo, en cuyo caso se valúan al costo de adquisición ajustado por posibles deterioros de valor y ajustado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación.
- ▶ A efectos de la determinación del resultado del ejercicio, se ha determinado el valor del Patrimonio en su conjunto al inicio y al fin del ejercicio como la diferencia entre Activo y Pasivo reexpresados, utilizando los procedimientos de ajuste referidos anteriormente y en

caso de corresponder, se han considerado por sus correspondientes valores reexpresados, los aportes de capital y los retiros de utilidades realizados durante el ejercicio.

- ▶ En resultados de ejercicios anteriores se incluyen los resultados no distribuidos hasta el inicio del ejercicio deducido el valor nominal de las reservas, el que se muestra en los correspondientes rubros.
- ▶ Los rubros componentes del estado de resultados se muestran a sus valores originales reexpresados a moneda de cierre.

Exposición

Todos los importes en moneda nacional están expresados en pesos uruguayos de cierre del ejercicio. En especial, los saldos iniciales en el estado de flujo de efectivo, en el estado de evolución del patrimonio y en el cuadro de bienes de uso, surgen de la directa reexpresión de los saldos finales al cierre del ejercicio anterior, ajustados por inflación a esa fecha, en base a la variación en el ejercicio del índice antes referido.

El Capital se muestra a valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión se expone en el capítulo Ajustes al patrimonio. Las Reservas y los Resultados se muestran a sus valores reexpresados.

En resultados financieros se muestra el neto de ganancias y pérdidas correspondientes a intereses explícitos y los resultados de tenencia de activos y pasivos denominados en cantidades fijas de moneda nacional o extranjera.

4.4 Definición de capital a mantener

El concepto de capital adoptado es el de capital financiero.

Se ha considerado resultado del ejercicio la diferencia que surge al comparar el patrimonio al cierre y al inicio del mismo, luego de excluir los aumentos y disminuciones correspondientes a aportes de capital y retiro de utilidades. A los efectos de la determinación del resultado del ejercicio, todos los importes involucrados en la variación del patrimonio se expresan en términos de moneda nacional al cierre del ejercicio.

4.5 Inventarios

Los inventarios son expresados al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo incluye los costos directos y cuando sea aplicable aquellos costos indirectos que fueron incurridos en poner los inventarios en su condición y lugar actuales. Para la determinación del valor neto realizable se recurre principalmente al costo de reposición de los bienes.

Para el ordenamiento de las salidas se sigue el criterio del precio promedio ponderado (PPP).

En función de la rotación de los inventarios, se han clasificado como no corrientes, aquellos que esperan utilizarse en un plazo mayor a doce meses.

4.6 Bienes de uso

Los bienes de uso se contabilizan a su valor de costo menos cualquier pérdida por deterioro y se ajustan por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo.

Las adquisiciones del ejercicio se contabilizan a su costo de compra.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales y se reconocen dentro del resultado del ejercicio.

A continuación se expone un cuadro con las vidas útiles y valores residuales utilizados para el cálculo:

Clase de bien	Vida útil (años)	Valor residual (%)
Edificios y construcciones	50	10
Maquinaria pesada	15	10
Máquinas - Herramientas	10	0
Medios de transporte	10	0
Mobiliario y equipamiento de oficina	10	0
Equipos para procesos informáticos	5	0
Equipos varios	10	0
Turbo grupo vapor y gas generación térmica	25	10
Instalaciones generación térmica	30	10
Turbinas y equipos generación hidráulica	40	10
Líneas, torres y cables	40	6
Grupos electrógenos Diesel	20	5
Cables subterráneos de Distribución	20	8
Transformadores, autotransformadores	20	7
Equipamiento de estaciones y subestaciones	20	1
Equipos e instalaciones Despacho Nacional de Cargas	20	1
Obras civiles - presas y centrales hidráulicas	100	0
Transceptores, multiplexores, nodos y eq. de onda	15	0
Cable fibra óptica	25	0
Estaciones y sistema control remoto y eq. telefónicos	10	0

El costo de mantenimiento y reparaciones se carga a resultados y el costo de las reformas y mejoras de importancia que incrementan el valor de los bienes se incorpora a los respectivos rubros del capítulo de bienes de uso.

Los bienes de uso en proceso de construcción para producción, propósitos administrativos o propósitos no determinados son valuados al costo menos cualquier pérdida por deterioro que pueda ser reconocida. Los costos relacionados con la actividad de inversión son cargados a las cuentas de obras en curso mediante la aplicación de la metodología de activación de gastos. La misma efectúa el reparto de los trabajos para las inversiones en curso entre las distintas órdenes de inversión.

Los bienes retirados de servicio se transfieren sustancialmente a Inventarios por su valor neto contable, dando de baja las respectivas cuentas de valor bruto y amortización acumulada.

4.7 Bienes en comodato

Las inversiones en bienes en comodato son mantenidas con un fin social, otorgadas a la Fundación Parque de Vacaciones para funcionarios de UTE y ANTEL y a la Intendencia Municipal de Soriano.

Las mismas son medidas inicialmente al costo, incluyendo los costos de transacción y posteriormente al costo ajustado por inflación.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales.

4.8 Activos financieros

Los activos financieros son clasificados en las siguientes categorías: activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, disponibles para la venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y es determinada al momento de su reconocimiento inicial.

Método del interés efectivo

El método del interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un activo financiero y el devengamiento del ingreso por intereses a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar a lo largo de la vida esperada del activo financiero o, cuando sea apropiado, un menor período.

Los ingresos son reconocidos sobre el método del interés efectivo para instrumentos de deuda o colocaciones diferentes a aquellos activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría son aquellos adquiridos para negociar. Los mismos son valuados, tanto inicialmente como posteriormente, al valor razonable, siendo reconocidos en el estado de resultados todas las ganancias o pérdidas derivadas del cambio de valor y aquellas que resultan por el devengamiento de intereses o dividendos.

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son aquellas inversiones cuyos cobros son de cuantía fija determinable y cuyos vencimientos son fijos y además la entidad tiene tanto la intención efectiva como la capacidad de conservarlos hasta su vencimiento. Dichas inversiones serán registradas inicialmente al valor razonable más los costos asociados a su compra y posteriormente al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro.

Préstamos y cuentas por cobrar

Los créditos comerciales, préstamos y otros créditos cuyos cobros son de cuantía fija o determinable que no cotizan en un mercado activo son clasificados como préstamos y cuentas por cobrar. Estos son medidos al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro. El ingreso por intereses es reconocido mediante la aplicación del método del interés efectivo, excepto para aquellos créditos de corto plazo para los cuales el reconocimiento de intereses sería inmaterial.

Activos financieros disponibles para la venta

Se clasifican como activos financieros disponibles para la venta, aquellos activos que no se han sido clasificados en ninguna de las categorías anteriores.

Baja en cuentas de un activo financiero

El Grupo baja en cuentas a un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales de recibir un flujo de fondos asociado a dicho activo expiran, o cuando se transfiere el activo financiero junto con todos sus riesgos y beneficios a otra entidad.

Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, diferentes de aquellos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de balance. Se registra una pérdida por deterioro cuando existe evidencia objetiva, como resultado de uno o más sucesos que hayan ocurrido con posterioridad al reconocimiento inicial, que representen una disminución en el flujo de fondos esperado.

4.9 Inversiones en otras empresas

Las inversiones en otras empresas corresponden a la adquisición de acciones de otras entidades en las cuales el Grupo posee el 50% y comparte el control y la influencia en la toma de decisiones de política operativa y financiera de las sociedades como es el caso de Gas Sayago S.A., o es un accionista minoritario y no tiene ni control ni influencia significativa en la toma de decisiones como en las sociedades Hidroneuquén S.A y Central Puerto S.A.

La inversión en Hidroneuquén S.A. se registra al costo ajustado por posibles deterioros que afecten el importe recuperable, la de Central Puerto S.A. al valor razonable y la de Gas Sayago S.A. al valor patrimonial proporcional.

4.10 Activos biológicos

Con el objetivo original de proteger las áreas adyacentes de los lagos generados como consecuencia de la construcción de las distintas represas, se procedió a la plantación de bosques, cuya inversión luego se extendió a diferentes padrones. Como fin secundario, se aprovecha la madera para la fabricación de postes para el alumbrado público. Dichos bosques, son medidos tanto en el momento de su reconocimiento inicial como en la fecha de cada balance, a su valor razonable (determinado de acuerdo al modelo de negocio propio del Grupo) menos los costos estimados en el punto de venta.

4.11 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

Al cierre de cada balance, el Grupo evalúa el valor registrado de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen hechos o circunstancias que indiquen que el activo haya sufrido una pérdida por deterioro. Si existe alguno de estos hechos o circunstancias, se estima el importe recuperable de dicho activo para determinar el monto de la pérdida por deterioro correspondiente. Si el activo no genera flujos de efectivo que sean independientes de otros activos, el Grupo estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable, es el mayor, entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor de uso. El valor de uso, es el valor actual de los flujos de efectivo estimado, que se espera que surjan de la operación continuada del activo a lo largo de su vida útil, así como de su enajenación o abandono al final de la misma. Para la determinación del valor de uso, los flujos proyectados de efectivo son descontados a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, que refleje la evaluación actual del mercado, sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que soporta el activo que se está valorando.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor registrado, el valor registrado del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociéndose inmediatamente una pérdida por deterioro.

Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor del activo se incrementa hasta su importe recuperable, siempre que dicho valor no exceda el valor que tendría en caso de nunca haberse reconocido una pérdida por deterioro. Esa reversión se reconoce dentro del resultado del ejercicio.

4.12 Provisiones

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, para la cual es probable que se requiera su cumplimiento y pueda realizarse una estimación confiable del monto.

El monto reconocido como una previsión es la mejor estimación del monto requerido para cumplir la obligación que tiene el Grupo a fecha de cierre de balance, considerando los riesgos e incertidumbres que conllevan dicha obligación. Cuando una obligación espera cumplirse en el largo plazo, el monto es determinado mediante un flujo de fondos descontado por una tasa que refleje el valor presente de dicha obligación.

Cuando el Grupo tenga derecho a replicar el reclamo a terceros, reconocerá un crédito dentro del activo si se puede afirmar con seguridad que recuperará dicho monto.

4.13 Pasivos financieros e instrumentos de capital emitidos por el Grupo

Clasificación como pasivos o patrimonio

Los instrumentos de pasivo o patrimonio se clasifican como pasivos financieros o patrimonio de acuerdo a la sustancia del acuerdo contractual.

Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencia un interés residual en los activos de cualquier entidad luego de deducir todos sus pasivos.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros que contrajo el Grupo, corresponde a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses. La dirección del Grupo ha comparado el valor razonable con el valor en libros no existiendo diferencias significativas.

4.14 Instrumentos financieros derivados

El Grupo ha recurrido a instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a la variabilidad de la tasa de interés mediante la contratación de swaps de tasas de interés. Los detalles de dichos instrumentos son revelados en la Nota 8.2.

Los instrumentos derivados son inicialmente reconocidos al valor razonable del día en que se celebra el contrato y posteriormente es actualizado en función del valor razonable al cierre de cada fecha de balance. Los cambios en el valor del instrumento, son reconocidos dentro del resultado del ejercicio.

El derivado es presentado como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento del mismo supera los doce meses y no se espera que sea realizado o cancelado dentro de doce meses. El resto de los instrumentos derivados son presentados como activos o pasivos corrientes.

4.15 Beneficios sociales

No existen planes de jubilación privativos al organismo; su personal está cubierto por los planes previsionales gubernamentales (amparados por lo dispuesto en la Ley N° 16.713 del 03/09/95), más una cobertura adicional privada opcional, financiada por los propios funcionarios.

Los beneficios previsionales y los aportes a los institutos de previsión social se reconocen sobre la base de lo devengado.

4.16 Impuesto a la renta

El cargo a resultados por impuesto sobre la renta representa la suma del impuesto a pagar y del impuesto diferido.

4.16.1 Impuesto a pagar

El impuesto a pagar está basado en la renta gravable del año. La renta gravada difiere del resultado contable como se reporta en el estado de resultados, ya que excluye rubros de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros años y rubros que nunca son gravables o deducibles. El pasivo del Grupo por impuesto a pagar es calculado utilizando la tasa de impuesto que está vigente a la fecha de cierre del ejercicio económico.

4.16.2 Impuesto diferido

El impuesto diferido es aquel que se espera sea pagadero o recuperable por las diferencias entre el valor en libros de los activos y los pasivos en los estados contables y por los valores de los mismos siguiendo los criterios fiscales utilizados en el cálculo de la renta gravable. El impuesto diferido es contabilizado utilizando el método del pasivo en el balance. Los pasivos por impuesto diferido son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales imponibles y los activos por impuesto diferido son reconocidos en la medida de que sea probable que habrá rentas gravadas disponibles en contra de las cuales, las diferencias temporales deducibles puedan ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuesto diferido es revisado a la fecha de cada cierre de ejercicio económico y reducido en la medida de que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sea recuperable.

El impuesto diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera se aplique en el ejercicio en que se espera liquidar el pasivo o realizar el activo. El impuesto diferido es cargado o acreditado en el estado de resultados, excepto cuando está relacionado a partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio, en cuyo caso el impuesto diferido también es tratado en el patrimonio.

Los activos y pasivos por impuesto diferido son compensados cuando están relacionados a los impuestos a las ganancias gravados por la misma autoridad impositiva y la Entidad pretende liquidar el impuesto corriente de sus activos y pasivos sobre una base neta.

Tanto el impuesto a pagar como el diferido son reconocidos como gasto o ingresos en el estado de resultados, excepto cuando se relacionan con ítems que han sido acreditados o debitados directamente en patrimonio. En dicho caso el impuesto devengado se reconocería directamente en patrimonio.

En la Nota 5.5 se expone el detalle de la estimación realizada.

4.17 Tributos

A continuación, se presenta un detalle de los tributos para los cuales el Grupo es sujeto pasivo o es designado como agente de retención o percepción:

1. A partir del 01/05/95 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/95 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces. Con respecto a ISUR, si bien es sujeto pasivo de este impuesto, la resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería le ha otorgado un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos (bienes de activo fijo) y otros elementos necesarios para la inversión proyectada por hasta montos imponibles de \$ 137.400.729. Dicho crédito se hará efectivo mediante el mismo procedimiento que rige para las exportaciones.
2. En cuanto al Impuesto a la renta, UTE se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. Por ley N° 18.083 del 27/12/06, se aprobó la entrada en vigencia del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), para los ejercicios iniciados a partir del 1° de julio de 2007. ISUR S.A. es contribuyente de IRAE y por Resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería se le permite, a los efectos de liquidar el impuesto, un tratamiento de amortización acelerada para los bienes de activo fijo asociados al proyecto de inversión en los años de vida útil que técnicamente logren una mayor rentabilidad al proyecto. En cuanto a los intereses financieros derivados del financiamiento de la inversión, serán deducibles de este impuesto sin tope alguno, cualquiera fuera la modalidad escogida para el financiamiento. El Grupo aplica el método del impuesto a la renta diferido, según indica la NIC N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.5.
3. A partir del 05/01/96 por aplicación del art. 665 de la ley N° 16.736 y art. 1 del decreto N° 505/96 del 24/12/96, UTE pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive. Si bien ISUR es sujeto pasivo de dicho impuesto, la resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería ha otorgado una exoneración del impuesto a los bienes intangibles y del activo fijo destinados al proyecto de inversión por el término de la vida útil del proyecto.
4. La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5 ‰ (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los estados contables de éstas.
5. A partir de la promulgación del Decreto N° 528/003 del 23/12/03, el Poder Ejecutivo designa a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados que integran el dominio industrial y comercial del Estado como agentes de retención del 60% de IVA por las adquisiciones de bienes y servicios que realicen. Los Decretos N° 363/011 y N° 364/011 del 26/10/11, establecieron cambios en el régimen de retención establecido en el Decreto N° 528/003, reduciendo el porcentaje de retención de IVA a 40% para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública y la compra de energía eléctrica. En ambos casos la vigencia es a partir del 01/11/11 hasta el 31/12/12.
6. La Ley N° 17.598 del 13 de diciembre de 2002 creó la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua y facultó al Poder Ejecutivo a fijar una tasa de hasta el 2 ‰ (dos por mil) sobre el total del ingreso por la prestación gravada. El Decreto N° 544/003 confirmó la tasa en el máximo de su tope.

7. Por ley N° 16.832 art. 10, del 17 junio de 1997 se creó la Tasa del Despacho de Cargas a verter a la ADME (Administración del Mercado Eléctrico), que se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional. Hasta tanto se fijara y percibiera dicho tributo, UTE realizó adelantos a cuenta de futuros pagos. Por Decreto N° 605/009 se estableció el monto de la tasa en \$ 2,991 por MWh a partir del 1° de enero de 2010 y el Decreto N° 423/010 estableció en \$ 3,049 por MWh el importe a partir del 1° de enero de 2011.
8. A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y Decretos reglamentarios, UTE pasó a ser agente de retención del Impuesto a la Renta de las Personas Físicas (IRPF), del Impuesto a la Renta de los No Residentes (IRNR) y del 90% del IVA de los servicios de salud que contrate.
9. ISUR S.A. es contribuyente del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas (I.CO.SA.).

4.18 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se valúan al valor razonable neto de la contrapartida recibida o por recibir y representa el monto a percibir por bienes y servicios proporcionados en el curso normal del negocio, neto de descuentos e impuestos relacionados con ventas.

4.18.1 Venta de bienes

La venta de bienes es reconocida cuando los bienes son entregados y se han transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

4.18.2 Venta de energía eléctrica

El reconocimiento de ingresos asociado a la venta de energía eléctrica varía según el tipo de servicio prestado, tal como se presenta a continuación:

- Los cargos fijos y por potencia contratada son de carácter mensual y por ello se reconocen en función del avance del mes.
- La venta de energía eléctrica se reconoce en función del suministro en kWh, el cual es medido mediante la lectura de los medidores.

A los efectos de incluir los ingresos devengados asociados a los consumos no facturados en diciembre de 2011 (por consumos hasta diciembre inclusive), se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero 2012. De esta forma, se determinó que para las tarifas simples y doble horario, un 50% del monto facturado en enero 2012 corresponde a consumo de diciembre 2011, mientras que para las tarifas alumbrado público y triple horario, dicha relación asciende al 80%, salvo en el caso de los grandes consumidores que alcanza al 90%.

4.18.3 Venta de servicios conexos

Los ingresos derivados de la venta de servicios conexos son reconocidos a medida que se van completando las fases pactadas en el contrato marco de cada proyecto.

La venta de servicios es reconocida cuando el servicio es prestado.

4.18.4 Ingresos por resultados financieros

Los ingresos por intereses son devengados a través del tiempo, por referencia al saldo pendiente principal y a la tasa efectiva de interés aplicable, la cual es la tasa que descuenta exactamente los ingresos futuros a recibir a lo largo de la vida útil del activo financiero hasta el valor neto en libros de dicho activo.

Los ingresos por dividendos provenientes de inversiones son reconocidos cuando queda establecido el derecho de los accionistas a recibir un pago.

4.18.5 Devengamiento del costo asociado a la venta de bienes y servicios

El costo de explotación representa los importes que el Grupo ha pagado o comprometido pagar atribuibles a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como también los

costos asociados a la prestación de servicios de consultoría. Los gastos de administración y ventas y los resultados financieros susceptibles de ser imputados a periodos han sido computados siguiendo dicho criterio.

4.19 Intereses sobre deudas

Los intereses devengados por préstamos que financian obras o importación de materiales para las mismas, se imputan al Estado de resultados (Resultados financieros).

4.20 Cambios en políticas contables

Los criterios aplicados en la valuación de activos y pasivos, así como también en la determinación del resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior.

4.21 Política de seguros

En materia de recursos materiales, los seguros contratados cubren los riesgos a que están expuestos los siguientes bienes: equipamiento electromecánico de las centrales hidroeléctricas, obra civil y contenido de Central Batlle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, Motores Wärtsila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, centros de procesamiento de datos, montes forestales, edificio, central telefónica y ascensores del Palacio de la Luz, maquinaria pesada, planta de preservación de madera, turbina Solar Caterpillar de Rivera, turboalternador Alstom y centros de capacitación.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida.

4.22 Estado de flujos de efectivo

A efectos de la elaboración del Estado de flujos de efectivo, se han considerado como efectivo las Disponibilidades y Activos financieros que se van a realizar en un plazo menor a 90 días. A continuación se presenta la composición del mismo:

	2011	2010
Disponibilidades	4.491.015.093	4.211.562.198
Activos financieros	19.920.997	16.222.609
	4.510.936.090	4.227.784.806

Durante el ejercicio 2011 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por un monto actualizado al 31/12/11 de \$ 6.729.477.215. En el estado se expone una aplicación de \$ 5.927.951.714 (\$ 5.618.104.672 en el 2010), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio 2011, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 410.399.143,
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.14 por \$ 17.098.906,
- variación neta de deudas comerciales que financian altas de obras en curso por \$ 374.027.452.

En el estado se expone una aplicación de \$ 42.595.879 a valores ajustados por inflación, correspondiente al aporte de capital en Gas Sayago S.A.

NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

5.1 Disponibilidades

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

	2011	2010
Bancos	4.462.337.969	4.183.456.927
Fondos en tránsito	17.932.800	11.914.003
Caja y fondo fijo	10.744.324	16.191.268
	4.491.015.093	4.211.562.198

5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Deudores simples energía eléctrica	2.852.266.829	2.901.102.748	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.764.812.932	1.881.013.675	20.835.637	34.077.156
Recuperación IVA deudores oficiales y municipales	(91.957.899)	-	-	-
Deudores en gestión judicial	86.191.759	83.777.158	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	529.572.582	533.982.568	1.314.555.344	1.345.451.898
Previsión por deudores incobrables	(1.026.404.113)	(1.142.519.156)	(675.027.847)	(706.021.417)
Intereses a devengar	(27.540.666)	(33.734.781)	-	-
Anticipos de clientes	(10.501.780)	(7.872.503)	-	-
Servicio de consultoría	55.836.792	184.218.892	88.622.629	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(26.252.577)	(108.181.045)	(78.445.287)	-
	4.106.023.859	4.291.787.557	670.540.476	673.507.637

Las cuentas a cobrar se expresan a su valor nominal ajustado por provisiones correspondientes a la irrecoverabilidad estimada.

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 34 días. No se carga multas y recargos a los créditos por ventas, si los mismos se abonan dentro de su vencimiento.

Para las facturas vencidas se genera automáticamente una multa del 5% del monto de la factura impaga, cuando ésta se paga dentro de los 5 días hábiles siguientes al vencimiento; cuando se paga posteriormente, la multa asciende al 10%. En la factura siguiente a la que se realiza el pago, se calculan recargos, cuya tasa efectiva mensual vigente es 1,1%.

Posteriormente al vencimiento y junto con la factura del mes siguiente, se envía carta de aviso de corte y transcurrido un plazo de 10 días hábiles sin efectuar el pago de la deuda, se procede al corte del suministro.

Luego de cortado el suministro, a los 11 días se realiza la revisión de corte y en los 32 días siguientes se realiza el trámite de baja.

Se entrega notificación de deuda, pasa al estado de dudoso cobro y se analiza la conveniencia de enviarse al clearing y de iniciar acciones legales para el cobro o su pasaje a incobrables.

Antes de aceptar a un cliente nuevo, el Grupo analiza si el mismo mantiene deudas anteriores, para evitar la incobrabilidad de las ventas que se realizan. Con excepción de las partes relacionadas reveladas en la Nota 11 ningún cliente particular representa más del 2,2% del total de créditos por ventas.

Antigüedad de los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos:

	2011	2010
0 a 60 días	3.653.192	3.749.609
60 a 90 días	59.239	71.799
90 a 360 días	280.965	423.426
> 360 días *	2.574.838	2.534.571
Total	6.568.234	6.779.405

* Incluye deuda documentada con intendencias municipales.

El Grupo mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos deudores difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La variación de la previsión para incobrables por venta de energía eléctrica ha sido la siguiente:

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

	2011	2010
Saldo inicial	(1.848.540.573)	(1.254.613.272)
Constituciones	(221.397.503)	(857.193.791)
Desafectaciones	368.506.116	263.266.490
Saldo final	(1.701.431.960)	(1.848.540.573)

Al determinar la recuperabilidad de los créditos por ventas, se considera cualquier cambio en la calidad crediticia de los deudores desde el momento en que se otorgó el crédito hasta la fecha de cierre. La concentración del riesgo crediticio es limitada, dado que existe una base muy atomizada de la cartera.

La dirección del Grupo estima que el valor registrado de sus créditos por cobrar no difiere sustancialmente de su valor justo.

5.3 Otros créditos

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Pagos anticipados	391.694.290	250.606.886	335.955.309	658.150.460
Diversos	327.031.465	234.516.409	87.536.855	68.371.543
Previsión otros créditos incobrables	(25.894.747)	(28.135.017)	-	-
Intereses financieros a devengar	(4.857.150)	(3.813.088)	(11.454.128)	(11.453.093)
	687.973.858	453.175.189	412.038.036	715.068.910

5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Materiales en depósito	880.918.485	870.123.988	2.145.675.853	1.838.595.177
Materiales energéticos	1.159.202.964	530.703.072	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	477.815.649	451.167.197	-	-
Materiales en tránsito	62.922.270	86.135.000	154.051.075	183.036.875
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.782.036	192.736.052
Materiales energéticos en poder de terceros	-	-	-	-
Previsión por obsolescencia	-	-	(513.982.623)	(464.568.044)
	2.580.859.368	1.938.129.257	1.821.526.341	1.749.800.060

El Grupo mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos inventarios difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La previsión por obsolescencia de inventarios ha tenido la siguiente evolución:

	2011	2010
Saldo inicial	(464.568.044)	(216.891.600)
Creación	(136.207.806)	(259.888.486)
Usos de la previsión	86.793.227	12.212.042
Saldo final	(513.982.623)	(464.568.044)

5.5 Impuesto a la renta

5.5.1 Saldos por impuesto diferido

Los saldos por impuesto a la renta diferido (los cuales se presentan compensados en el Estado de situación patrimonial) al cierre de cada ejercicio, son los siguientes:

Concepto	2011	2010
Activo por impuesto diferido	4.889.771.209	4.579.928.320
Pasivo por impuesto diferido	(22.813.166)	(24.086.995)
Previsión para impuesto diferido activo *	-	(44.148.070)
Activo neto al cierre	4.866.958.043	4.511.693.255

* Corresponde a previsión realizada por ISUR S.A.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

5.5.2 Movimientos durante el ejercicio de las diferencias temporarias y créditos fiscales no utilizados

	Saldos al 31.12.10	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.11
Bienes de uso	4.034.679.495	365.423.217	4.400.102.712
Previsión incobrables	144.373.808	(63.256.840)	81.116.968
Anticipos a proveedores	17.907.899	(11.602.780)	6.305.119
Anticipos de clientes	(22.440.811)	1.102.979	(21.337.832)
Previsiones	64.994.160	25.226.566	90.220.726
Bienes desafectados del uso	(1.646.184)	170.851	(1.475.333)
Provisión retiro incentivado	71.903.091	(41.626.850)	30.276.241
Previsión 200 kWh	102.916.111	(1.210.809)	101.705.302
Previsión por obsolescencia	112.824.548	5.137.387	117.961.935
Pérdidas fiscales	30.329.208	31.752.997	62.082.205
Previsión para impuesto diferido activo	(44.148.070)	44.148.070	-
Total	4.511.693.255	355.264.788	4.866.958.043

5.5.3 Composición del gasto por impuesto a la renta reconocido en el Estado de resultados

Concepto	2011	2010
IRAE	483.454.271	781.671.874
IRAE diferido	(355.264.788)	1.679.394.458
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	(35.899.387)	-
Total pérdida	92.290.096	2.461.066.332

5.5.4 Conciliación del gasto por impuesto a la renta y el resultado contable

Concepto	2011	2010
Resultado contable atribuible a la controladora	2.834.227.963	9.086.890.353
Impuesto a la renta neto del ejercicio	92.290.096	2.461.066.332
Resultado antes de IRAE	2.926.518.059	11.547.956.685
IRAE (25%)	731.629.515	2.886.989.171
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	282.680.588	255.411.865
Ajuste fiscal por inflación	41.746.163	153.980.983
Ajuste valuación inversiones en el exterior	43.745.081	21.953.590
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(24.213.874)	(18.111.098)
Ajustes posteriores a provisión y ajuste por inflación contable	(157.621.748)	(191.050.645)
Intereses perdidos no deducibles	-	38.036.697
Gastos pequeñas empresas	3.260.371	3.602.738
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	4.486.471	20.414.056
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	(1.192.202)	3.016.723
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	-	(161.517.881)
Impuesto diferido - provisión	(44.148.070)	10.174.998
Diferencia de índice contable y fiscal de bienes de uso	(567.719.905)	(374.705.007)
Provisión ds.incobrables (permanente)	25.048.824	108.074.453
Exoneración por inversiones	(319.848.127)	(475.879.649)
Otros	74.437.009	180.675.338
Impuesto a la renta pérdida	92.290.096	2.461.066.332

5.6 Inversiones en otras empresas

Nombre	Lugar en el que opera	Proporción de acciones y poder de voto obtenido	Valor contable		Actividad principal
			2011	2010	
Central Puerto S.A.	Buenos Aires, Argentina	0,63%	44.637.441	61.115.675	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Buenos Aires, Argentina	3,44%	146.582.415	144.501.145	Controlante del capital accionario de la empresa generadora Hidroeléctrica Piedra del Águila
Gas Sayago S.A.	Montevideo, Uruguay	50,00%	39.744.833	-	Participación en consorcio para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
			230.964.689	205.616.820	

En el presente ejercicio se verificó una reducción del valor de las inversiones en Central Puerto S.A. y Gas Sayago S.A., lo que generó una pérdida de \$ 19.329.281 y un incremento en el correspondiente a Hidroneuquén S.A., reconociendo una ganancia de \$ 2.081.271.

A continuación se presenta información resumida de Gas Sayago S.A.:

	2011
Total de activos	82.651.842
Total de pasivos	3.162.177
Activos netos	79.489.665
Participación de UTE sobre los activos netos	39.744.833

	2011
Resultado operativo	(5.085.215)
Resultado antes de impuesto a la renta	(6.225.529)
Resultado del ejercicio	(5.702.093)
Participación de UTE sobre el resultado	(2.851.046)

5.7 Bienes en comodato

Composición de los bienes en comodato expresada en miles de pesos:

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.10	321.598	142.608	2.214	466.420
Ajuste por inflación saldo inicial	27.658	12.264	190	40.112
Valor bruto inicial reexpresado	349.256	154.872	2.404	506.532
Altas	-	-	-	-
Traslados	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.11	349.256	154.872	2.404	506.532
Amortización acumulada al 31.12.10	50.225	33.012	2.214	85.451
Ajuste por inflación saldo inicial	4.320	2.839	190	7.349
Amortización acumulada inicial reexpresada	54.545	35.851	2.404	92.800
Amortizaciones	10.926	6.413	-	17.339
Traslados	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.11	65.471	42.264	2.404	110.139
Valores netos al 31.12.11	283.785	112.608	-	396.393

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.09	171.804	142.613	2.214	316.631
Ajuste por inflación saldo inicial	14.776	12.265	190	27.231
Valor bruto inicial reexpresado	186.580	154.878	2.404	343.862
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	1.345	(6)	-	1.339
Altas	-	382	-	382
Traslados	161.331	(382)	-	160.949
Valor bruto al 31.12.10	349.256	154.872	2.404	506.532
Amortización acumulada al 31.12.09	21.569	26.781	2.214	50.564
Ajuste por inflación saldo inicial	1.855	2.303	190	4.348
Amortización acumulada inicial reexpresada	23.424	29.084	2.404	54.912
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	167	-	-	167
Amortizaciones	7.004	6.767	-	13.771
Traslados	23.950	-	-	23.950
Amortización acumulada al 31.12.10	54.545	35.851	2.404	92.800
Valores netos al 31.12.10	294.711	119.021	-	413.732

Los bienes en comodato que figuran en Generación, corresponden a la urbanización aledaña a la Represa Hidroeléctrica Constitución. Los mismos están conformados por edificios varios (viviendas, locales, etc.) dados en comodato a la Intendencia Municipal de Soriano, según Resolución de Directorio R06.-1329 y ampliaciones posteriores de la misma.

5.8 Instrumentos financieros

5.8.1 Activos financieros

Los instrumentos financieros distintos a los créditos y acciones de otras empresas son los siguientes:

2011					
	Vencimiento	SalDOS en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Letras de regulación monetaria		442.909.983	\$	8,72%	442.909.983
	Enero 2012	116.785.638	\$		116.785.638
	Marzo 2012	72.614.614	\$		72.614.614
	Abril 2012	253.509.731	\$		253.509.731
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Obligaciones negociables	Julio 2017	253.440	U\$S	9,00%	5.044.216
					447.954.200
2010					
	Vencimiento	SalDOS en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Letras de regulación monetaria	Enero 2011	16.222.609	\$	6,57%	16.222.609
Plazo fijo	Junio 2011	41.564	U\$S	2,25%	907.418
					17.130.027

5.8.2 Mediciones a valor razonable en el estado de situación patrimonial

De acuerdo a modificaciones establecidas en la enmienda a la NIIF 7, la cual introduce tres niveles jerárquicos que han de considerarse en la determinación del valor razonable de un instrumento financiero, el Grupo ha procedido a calificar los mismos en las siguientes categorías:

- Nivel 1: precios cotizados en mercados activos para el mismo instrumento.
- Nivel 2: precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos similares u otras técnicas de valoración desarrolladas a partir de variables observables en el mercado.
- Nivel 3: técnicas de valoración desarrolladas a partir de variables no observables en el mercado.

En el siguiente cuadro se resumen los activos y pasivos medidos a valor razonable en función de las categorías descritas:

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

Instrumento financiero	Total equivalente en moneda nacional		Nivel
	2011	2010	
Obligaciones negociables	5.044.216	-	1
Acciones en Central Puerto S.A.	44.637.441	61.115.675	1
Swap (pasivo)	(71.553.629)	(40.399.198)	2

5.9 Deudas comerciales

El período promedio de crédito otorgado por los proveedores al Grupo está entre 30 y 40 días y no se incluyen intereses a las cuentas por pagar, excepto para la deuda documentada. El Grupo mantiene políticas de gerenciamiento del riesgo financiero de liquidez, para asegurar que todas las cuentas por pagar sean pagadas dentro de los plazos preestablecidos.

A continuación se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente	
	2011	2010
Deuda documentada acreedores	-	1.414.833.635
Proveedores por compra de energía	794.470.390	499.492.477
Acreedores comerciales	2.695.107.923	1.931.687.184
Adelantos derecho uso Estación Conversora	298.815.804	312.188.835
Depósitos recibidos en garantía	264.447.299	218.319.807
Provisión por compra de energía	182.769.094	61.631.335
Otras provisiones comerciales	335.936.465	356.611.388
Anticipos de clientes	361.861.284	185.951.976
Retenciones a terceros	52.084.468	40.428.181
	4.985.492.727	5.021.144.820

5.10 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	194.065.105	212.872.522	3.024.828.126	3.356.243.963
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.311.487.248	170.915.460	1.834.524.631	784.510.023
Finan. capital de trabajo-Organismos multilaterales (iii)	-	472.586.952	-	-
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iv)	437.866.000	-	358.254.000	218.318.580
Comisión de compromiso	41.745	56.621	-	-
Intereses a pagar	149.688.852	129.500.116	431.858.554	475.777.477
Intereses a vencer	(117.203.889)	(105.998.359)	(431.858.554)	(475.777.477)
Total del endeudamiento con el exterior	1.975.945.061	879.933.311	5.217.606.757	4.359.072.566
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (v)	405.548.571	96.415.022	1.223.564.385	219.031.041
Financiamiento de capital de trabajo (vi)	368.205.500	374.684.300	184.102.750	-
Adecuación de la estructura financiera (vii)	159.224.000	-	636.896.000	873.274.320
Ministerio de Economía y Finanzas (viii)	-	771.392.316	-	-
Obligaciones negociables en UI (ix)	199.125.782	-	2.564.456.227	2.770.563.998
Obligaciones negociables en U\$S (ix)	66.316.796	-	208.583.440	218.318.580
Títulos de deuda (x)	-	77.970.922	-	-
Otras obligaciones	28.852	303.182	-	-
Intereses a pagar	219.555.665	169.987.478	587.733.799	672.085.037
Intereses a vencer	(190.342.955)	(152.650.847)	(587.733.799)	(672.085.037)
Total del endeudamiento local	1.227.662.211	1.338.102.374	4.817.602.802	4.081.187.938
Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)	71.553.629	40.399.198	-	-
Total de las deudas financieras	3.275.160.901	2.258.434.883	10.035.209.559	8.440.260.504

5.10.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (i) Se trata de obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas a mediano y largo plazo con organismos multilaterales de los cuales Uruguay es miembro, destinadas a financiamiento de inversiones. Dicho pasivo se amortiza semestralmente en períodos de 5 a 15 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/11 corresponden a U\$S 18.677.454 pactados a tasa de interés fija y U\$S 143.051.593 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (ii) Conciene a préstamos obtenidos de instituciones financieras varias del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 1 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/11 arbitrados a dólares estadounidenses corresponden a U\$S 93.821.305 pactado a tasa de interés fija y U\$S 64.245.915 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Contiene el pasivo financiero generado por endeudamiento con el exterior contratado con organismos multilaterales para financiamiento de capital de trabajo a 3 años de plazo que generaba intereses a tasa variable en función de la LIBOR más un spread. El saldo ha sido cancelado al 31/12/11.
- (iv) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratada con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/11 el saldo de las obligaciones pactadas a tasa fija con plazo mayor a 5 años, asciende a U\$S 10.000.000 y a tasa variable con plazo mayor a un año a U\$S 30.000.000.
- (v) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda que devenga intereses a tasa variable fijada en base a LIBOR más spread al 31/12/11 es de U\$S 10.032.634 y a tasa fija U\$S 71.819.999.

- (vi) Contiene saldos de endeudamiento local contratado para financiamiento de capital de trabajo a tasa de interés variable determinable en base a LIBOR más spread. Al 31/12/11 se canceló la deuda con vencimiento menor a 1 año, mientras que la contratada con amortización entre 1 y 3 años asciende a U\$S 27.750.000.
- (vii) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera del Grupo. Las mismas se contrataron a mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/11 el saldo de dichas obligaciones asciende a U\$S 40.000.000.
- (viii) Comprende el pasivo generado por contratos de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas amortizables en tres cuotas semestrales cada uno. Dicha deuda generaba intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. Al 31/12/11 dicho pasivo se canceló en su totalidad.
- (ix) Se trata de la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables series I y III en unidades indexadas y series II y IV en dólares americanos. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (serie I 5,25%, serie II 4%, serie III 3,375% y serie IV 3,5%) y se amortizará semestralmente conjuntamente con el pago de intereses (a excepción de la serie IV que se amortiza al vencimiento), comenzando luego del período de gracia de dos años estipulado para dicho concepto. La deuda al 31/12/11 por las obligaciones negociables emitidas es de UI 1.192.690.000 y U\$S 13.812.000.
- (x) Contiene los títulos de deuda que fueron emitidos a la orden de cada inversor por U\$S 25.000.000. Este pasivo se amortiza semestralmente y genera intereses a tasa variable dependiente de LIBOR más spread con tope máximo de 8,5% y mínimo de 6,5%. Al 31/12/11 el saldo ha sido cancelado. El Fiduciario mantiene un registro con los datos identificatorios de los titulares y sus modificaciones. En caso de que los títulos se suscriban a través de la Bolsa de Valores de Montevideo, esta institución es la que figurará como titular.

5.10.2 Cláusulas de condiciones (covenants) de los préstamos

Algunos contratos de préstamo poseen cláusulas con condiciones (covenants), las cuales en caso de incumplimiento determinan la potestad para el acreedor de exigir en forma anticipada el pago de los montos adeudados. Al 31/12/11 se cumplen la totalidad de los covenants estipulados, por lo cual, la deuda financiera relativa a dichos préstamos, se clasifica en corriente y no corriente de acuerdo a los vencimientos establecidos en los contratos respectivos.

5.11 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Deudas de personal	419.739.036	297.278.608	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	552.800.624	510.865.598	-	-
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	386.081.574	380.602.091	-	-
Prov. incentivo por retiro	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912
IVA a pagar	-	107.397.001	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil	216.425.222	-	-	-
Acreedores fiscales	96.012.094	88.474.536	-	-
Tasa alumbrado público intendencias	93.407.827	95.857.234	-	-
Deudas varias a pagar	28.093.051	17.261.829	-	-
Provisión impuesto a la renta	-	781.569.172	-	-
Provisiones varias	39.523.665	24.776.483	-	-
	1.937.938.620	2.460.349.004	15.249.436	131.345.912

5.12 Previsiones por juicios

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que el Grupo debe afrontar acciones judiciales, que resultan en derechos y obligaciones a cobrarse o pagarse en distintas condiciones.

De las diversas acciones planteadas al cierre del ejercicio cabe mencionar:

A) Procesos en trámite que pueden concluir en egresos para el Grupo

Existen 217 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 67.487.805 equivalentes a \$ 1.343.209.783 al 31/12/11. El monto referido corresponde a las pretensiones reclamadas a la fecha de cierre del ejercicio. Tales juicios corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos: daños y perjuicios, responsabilidad por hecho u omisión del Grupo, juicios por cobro de pesos, daño moral, servidumbres, juicios ejecutivos, reparación patrimonial y aquellos en los que se dilucidan reclamaciones de índole laboral, tales como diferencia de haberes o salarios. Se incluyen además, los procesos expropiatorios (9 expropiaciones por un total de \$ 25.597.141), debido a que si bien el Grupo es parte actora, sus resultas van a aparejar erogaciones tal como ocurre en los procesos en los que el Grupo es demandado.

De estos juicios están provisionados aquéllos que de acuerdo a la opinión profesional del área jurídica del Grupo, es altamente probable que el resultado final del mismo, sea desfavorable al Grupo. Asimismo, se provisionaron indemnizaciones por servidumbre en vía administrativa para las que se estimó muy probable su pago.

Saldos al cierre de los ejercicios finalizados en diciembre de 2011 y 2010:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Provisión por juicios	254.438.167	68.369.946	106.444.739	191.606.696

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2011	2010
Saldo inicial	259.976.642	213.273.116
Dotaciones e incrementos	139.477.912	59.081.361
Importes objeto de reversión	(36.655.345)	(11.461.638)
Importes utilizados contra la previsión	(1.916.303)	(916.197)
Total	360.882.906	259.976.642

B) Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para el Grupo

Al cierre del ejercicio están pendientes 13.393 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/11, de U\$S 20.860.517 equivalentes a \$ 415.186.870, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.13 Beneficios post – empleo a los funcionarios

5.13.1 Provisión por retiros incentivados

La provisión refiere al plan de retiros incentivados aprobado por el Directorio en la Resolución R07.-167 del 9 de febrero de 2007, la cual es aplicable a funcionarios que:

- al 31/12/07 tuvieran 58 años de edad o más,
- tuvieran 35 años de servicio al momento de la aceptación de la renuncia por parte del Directorio y
- configuren causal jubilatoria al 31 de diciembre de 2009

Los funcionarios amparados al régimen de retiros incentivados, percibirán durante un máximo de 60 meses o hasta que el beneficiario cumpla los 70 años de edad, el equivalente al 65% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente cobradas por todo concepto durante el año 2005, actualizadas en la misma oportunidad y porcentaje que se disponga para los funcionarios de las empresas públicas. Adicionalmente percibirán por concepto de beneficios sociales, el equivalente al 65% de la cuota mutual.

El plazo para ampararse al plan, de acuerdo a lo establecido por Resolución R08.-202, venció el 09/04/08, acogiéndose al mismo un total de 552 funcionarios, de los cuales 380 continúan recibiendo el beneficio al 31/12/11.

Para la estimación de la provisión, se procedió a efectuar un cálculo actuarial considerando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando las tasas de mortalidad indicadas por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Provisión por retiros incentivados	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912

El cargo neto del ejercicio correspondiente al plan de retiro fue una reducción de gastos de \$ 2.605.059 (incremento de gastos por \$ 25.451.498 en 2010), que se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

Por resolución R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, el Directorio de UTE aprobó un nuevo plan de retiro voluntario incentivado. Podrán ampararse al mismo hasta un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplan con los siguientes requisitos mínimos:

- a) 60 años de edad cumplidos al 31.12.12;
- b) 30 años de servicio efectivo al momento de aceptación de la renuncia por parte del Directorio;
- c) Configurar causal jubilatoria al 31.12.12.

El incentivo de retiro será percibido mensualmente de acuerdo a la siguiente escala:

- Con 60 años de edad al 31.12.12 → 48 cuotas
- Con 61 años de edad al 31.12.12 → 36 cuotas
- Con 62 años de edad al 31.12.12 → 24 cuotas
- Con 63 y hasta 66 años de edad al 31.12.12 → 12 cuotas

El incentivo será equivalente al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizadas en la misma oportunidad y porcentaje que el incremento general de salario dispuesto por el Poder Ejecutivo para funcionarios del organismo.

El plazo para ampararse a este plan vence a los 120 días posteriores a la fecha de aprobación del mismo.

Los funcionarios interesados en adherirse al respectivo plan deben completar una solicitud y aguardar que sea formalmente aprobada por el Directorio del Ente. Al 31 de diciembre de 2011 no ha existido aprobación de solicitudes por parte del Directorio por lo que no hay un compromiso asumido al cierre del ejercicio.

5.13.2 Previsión por prestación de 200 KWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio del Ente mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997 y R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en el Ente o al cónyuge supérstite, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh, descontados éstos de la franja de consumo de mayor valor. Adicionalmente, la resolución de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007, extendió el beneficio a aquellos ex funcionarios que se encuentran en régimen de retiro incentivado.

Para su estimación se procedió a efectuar un cálculo determinando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando la esperanza de vida según la edad promedio de los beneficiarios, indicada por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

Con el objeto de poder estimar la cuantía de los desembolsos futuros a incurrir por parte del Grupo se utilizaron los siguientes supuestos:

- Edad promedio de los jubilados al 31.12.11 de 74 años.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

- El costo energético del kWh se estimó en base al costo promedio de generación de los últimos tres años.
- La cantidad de beneficiarios se estimó como la suma de: jubilados, cónyuges supérstites, ex funcionarios en régimen de retiro incentivado y la mejor estimación de funcionarios que eventualmente se jubilen configurando los requisitos para hacer usufructo del beneficio.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Previsión 200 kWh	24.061.959	24.099.978	382.759.248	387.564.466

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica es de \$ 53.568.226 (\$ 90.129.767 en 2010), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.14 Patrimonio neto

En el ejercicio 2011 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 17.098.906 (\$ 40.273.567 en el ejercicio 2010 expresado en moneda del 31/12/10). Asimismo se contabilizó el aporte de accionistas minoritarios por \$ 1.110.032 a valores ajustados por inflación (\$ 2.538.376 en el ejercicio 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 1.158.000.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados de \$ 1.196.118.831 a valores ajustados por inflación (\$ 4.175.896.154 en 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Se constituyeron reservas fiscales por \$ 1.903.518.594 en aplicación del art. N° 53 del Título 4 del Texto Ordenado de 1996 (IRAE) modificado por ley N° 18.083 del 27/12/06 y reglamentado por los artículos 114 a 121 del Decreto N° 150/007.

5.15 Cuentas de orden

	2011	2010
Valores recibidos en garantía	6.224.173.436	5.876.918.555
Cartas de crédito abiertas en M/E	840.367.860	1.083.400.990
Compromiso por construcción de estación convertora	117.946.487	161.538.427
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	19.705.000	6.667.382
	7.202.192.783	7.128.525.354

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Ingresos operativos netos	2011	2010
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	12.942.797.467	12.793.708.229
Consumo básico residencial	689.626.118	640.417.179
Bonificación consumo básico residencial	(414.451.259)	(436.918.374)
Medianos consumidores	5.246.252.179	5.015.398.672
Grandes consumidores	5.199.416.933	5.259.120.248
General	3.298.246.719	3.268.515.072
Cargos fijos	2.173.473.823	2.169.710.871
Alumbrado público	1.078.094.167	1.127.029.379
Otras tarifas	135.003.717	147.017.758
Venta de energía eléctrica al exterior	23.837	1.734.056.365
Bonificaciones	(80.843.667)	(84.579.747)
Total	30.267.640.035	31.633.475.651

Otros ingresos de explotación	2011	2010
Derechos de carga	247.414.605	272.752.815
Tasas	63.315.915	72.075.214
Ingresos por peajes	48.839.341	49.649.582
Ingresos por consultorías	41.217.564	52.007.723
Cobro a deudores incobrables	39.548.901	55.889.410
Otros ingresos	25.851.711	22.983.627
Ingresos por derechos de uso estación convertora	14.357.554	15.395.121
Total	480.545.591	540.753.492

Ingresos varios	2011	2010
Ventas varias y de otros servicios	208.582.198	308.384.726
Ingresos por bienes producidos y reparados	149.742.858	138.620.592
Multas y sanciones	50.328.322	23.741.665
Ingresos varios	43.281.742	42.248.294
Resultado por activos biológicos	42.391.170	-
Aportes de clientes para obras	34.186.437	68.288.171
Ingresos por participación en empresas del exterior	24.812.691	5.025.620
Ingresos por eficiencia energética	22.423.787	3.992.136
Ingresos por donaciones del exterior	17.288.142	4.940.856
Resultado por inversiones (ganancia)	-	36.206.517
Total	593.037.348	631.448.577

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación	2011	2010
Materiales energéticos y lubricantes	10.897.220.804	3.745.728.779
Amortizaciones	4.245.265.780	4.190.891.536
Compra de energía eléctrica	4.186.643.044	2.885.071.149
Personal	2.402.366.551	2.239.695.119
Suministros y servicios externos	898.142.101	1.099.498.615
Materiales	320.472.116	341.443.865
Transporte	142.551.439	126.466.572
Tributos	22.585.270	26.820.993
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(61.563.204)	(55.857.165)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(337.064.601)	(318.430.889)
Total	22.716.619.301	14.281.328.573

Gastos de administración y ventas	2011	2010
Personal	2.334.144.236	2.284.720.869
Impuesto al patrimonio	1.128.980.225	1.080.158.683
Suministros y servicios externos	953.250.056	858.681.337
Amortizaciones	436.986.431	412.028.254
Pérdida por deudores incobrables	235.892.228	888.512.715
Tributos	132.933.304	167.839.224
Transporte	108.596.179	95.415.720
Materiales	77.302.383	75.453.791
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(10.034.635)	(10.100.347)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(27.553.806)	(25.979.276)
Total	5.370.496.601	5.826.730.970

Gastos varios	2011	2010
Indemnizaciones	151.087.626	73.813.227
Pérdida por obsolescencia de materiales	130.925.629	263.396.070
Regularización IVA deudores oficiales y municipales incobrables	76.507.659	-
Aportes a asociaciones y fundaciones	63.968.934	66.253.276
Costo de ventas de equipos y otros bienes	21.983.909	5.129.988
Varios	19.072.787	26.707.367
Resultado por inversiones (pérdida)	17.248.011	-
Subsidios y transferencias	15.233.189	166.532.123
Donaciones	171.334	840.817
Gastos Servicios Auxiliares:		
Personal	234.510.759	217.999.013
Materiales	106.601.187	86.573.612
Suministros y servicios externos	68.807.562	60.032.045
Amortizaciones	26.621.522	24.828.892
Tributos	5.182.705	5.400.639
Transporte	4.568.631	2.173.162
Varios	735.596	1.652.207
Total	943.227.042	1.001.332.438

6.3 Resultados financieros

	2011	2010
Multas y recargos a clientes	730.885.523	734.275.375
Resultado p/desvalorización monetaria y dif. cambio real	376.556.295	(290.106.170)
Ingresos por intereses	46.929.227	155.044.361
Otros cargos financieros netos	2.011.955	(116.517)
Ingresos p/colocación de obligaciones negociables sobre la par	-	9.599.445
Multas y recargos (BPS - DGI)	(167.552)	(180.370)
Resultado financiero por inversiones	(211.378)	40.927.746
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(20.552.911)	(99.106.585)
Descuento por pronto pago concedidos	(52.960.885)	(42.470.362)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(58.634.419)	(13.680.320)
Egresos por intereses	(408.452.396)	(643.677.107)
Total	615.403.459	(149.490.503)

NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2011 y 2010, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos expresados en moneda homogénea del 31 de diciembre de 2011, son los siguientes:

	2011		2010	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
ACTIVO				
Activo corriente				
Disponibilidades	173.586	3.454.892	96.137	2.098.858
Créditos por ventas	989	19.684	2.352	51.348
Otros créditos	10.843	215.800	3.736	81.564
Total activo corriente	185.418	3.690.376	102.225	2.231.770
Activo no corriente				
Otros créditos a largo plazo	15.070	299.943	25.117	548.351
Inversiones	253	5.035	42	917
Créditos por ventas	2.786	55.450	2.851	62.243
Total activo no corriente	18.109	360.428	28.010	611.511
TOTAL ACTIVO	203.527	4.050.804	130.235	2.843.281
PASIVO				
Pasivo corriente				
Deudas:				
- Comerciales	183.189	3.646.002	181.315	3.958.445
- Financieras	163.945	3.262.992	110.081	2.403.280
- Diversas	13.558	269.842	2.116	46.201
Intereses a vencer	(9.910)	(197.239)	(17.995)	(392.864)
Total pasivo corriente	350.781	6.981.597	275.518	6.015.062
Pasivo no corriente				
Deudas:				
- Comerciales	-	-	4.055	88.529
- Financieras	404.362	8.048.019	286.429	6.253.277
Intereses a vencer	(29.004)	(577.267)	(30.786)	(672.116)
Total pasivo no corriente	375.358	7.470.752	259.698	5.669.690
TOTAL PASIVO	726.139	14.452.349	535.216	11.684.752
POSICIÓN NETA PASIVA	522.612	10.401.545	404.980	8.841.471

NOTA 8 POLÍTICAS DE GESTIÓN DEL RIESGO

De acuerdo con lo requerido por la NIIF 7, a continuación se detallan los principales tipos de riesgos a los que se encuentran expuestos los instrumentos financieros del Grupo y las políticas de gestión de los mismos.

8.1 Gestión de la estructura de financiamiento

El Grupo gestiona su estructura de financiamiento con el propósito de continuar como una empresa en marcha, optimizando el equilibrio entre deuda y patrimonio, asegurando el retorno requerido a sus partes interesadas.

La estructura de financiamiento se conforma por préstamos bancarios revelados en la Nota 5.10, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de evolución del patrimonio.

La dirección del Grupo monitorea periódicamente la estructura de financiamiento. Como parte de su revisión considera el costo del financiamiento y los riesgos asociados con cada tipo de financiamiento.

La proporción de deuda neta de efectivo y equivalentes sobre patrimonio al fin de cada ejercicio se expone a continuación:

De acuerdo con lo requerido por la NIIF 7, a continuación se detallan los principales tipos de riesgos a los que se encuentran expuestos los instrumentos financieros del Grupo y las políticas de gestión de los mismos.

	2011	2010
Deuda (i)	13.310.370.460	10.698.695.387
Efectivo y equivalentes	<u>(4.510.936.090)</u>	<u>(4.227.784.807)</u>
Deuda neta	8.799.434.370	6.470.910.580
Patrimonio (ii)	96.902.210.634	95.246.127.134
Deuda neta sobre patrimonio	9,1%	6,8%

(i) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo.

(ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, reservas, resultados de ejercicios anteriores y resultado del ejercicio del Grupo.

8.2 Riesgo de mercado

Las actividades del Grupo se encuentran expuestas principalmente a los riesgos financieros vinculados a la variabilidad del tipo de cambio y las tasas de interés. El riesgo de mercado es medido mediante un análisis de sensibilidad.

8.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo efectúa transacciones en moneda extranjera y por ello está expuesto ante fluctuaciones del tipo de cambio.

Análisis de sensibilidad ante cambios en la cotización de la moneda extranjera

El Grupo se encuentra principalmente expuesto a variaciones en la cotización del dólar estadounidense. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en moneda extranjera del Grupo en caso de: escenario 1 devaluación del 4,51% (2010: 4,46%) o escenario 2 una apreciación del 2,02% (2010: 4,24%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar, en un escenario de inflación del 7,25% (2010: 6,88%). Las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas por la dirección del Grupo como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

	Impacto moneda extranjera	
	2011	2010
Escenario 1: Devaluación		
Ganancia	266.040.830	200.023.358
Escenario 2: Apreciación		
Ganancia	899.509.084	920.144.055

8.2.2 Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de tasa de interés dado que ha contraído préstamos a tasa fija y variable. El riesgo es administrado por el Grupo manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo ha contratado un SWAP de tasas de interés a efectos de mitigar parte de este tipo de riesgo.

Análisis de sensibilidad ante cambios en la tasa de interés

El análisis de sensibilidad que se realiza a continuación ha sido determinado, basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/11. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 PB o disminuya en 25 PB.

Los efectos en el costo por intereses para el próximo ejercicio que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada, se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	14.000.345
Escenario reducción de tasas	3.501.033	-

Swaps de tasas de interés

El 5 de octubre de 2007, el Grupo contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A. New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo para financiar la ampliación de la construcción de la Central Punta del Tigre.

Adicionalmente, el 27 de octubre de 2011, se contrató un instrumento financiero derivado con Santander New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 150.000.000 de diciembre 2008. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 100.000.000.

Las operaciones de cobertura contratadas consisten en dos swaps de tipo de interés variable contra interés fijo.

Los detalles de las transacciones son los siguientes:

Swap Citibank N.A. New York

- ▶ Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
01/10/2007	01/04/2008	42.000.000
01/04/2008	01/10/2008	42.000.000
01/10/2008	01/04/2009	41.944.000

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

01/04/2009	01/10/2009	38.794.000
01/10/2009	01/04/2010	35.644.000
01/04/2010	01/10/2010	32.494.000
01/10/2010	01/04/2011	29.344.000
01/04/2011	03/10/2011	26.208.000
03/10/2011	02/04/2012	23.072.000
02/04/2012	01/10/2012	19.936.000
01/10/2012	02/04/2013	16.800.000
02/04/2013	01/10/2013	14.000.000
01/10/2013	01/04/2014	11.200.000
01/04/2014	01/10/2014	8.400.000
01/10/2014	02/04/2015	5.600.000
02/04/2015	02/10/2015	2.800.000

► Tasa de interés

- a) Citibank N.A. New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 1.462.799 (equivalentes a \$ 29.114.088), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 540.230 (equivalentes a \$ 10.327.488). Al 31/12/10 el pasivo ascendía a U\$S 1.850.470.

Swap Santander New York

- ▶ Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
27/10/2011	22/12/2012	100.000.000
22/12/2011	22/06/2012	100.000.000
22/06/2012	22/12/2012	100.000.000
22/12/2012	22/06/2013	100.000.000
22/06/2013	22/12/2013	95.454.545
22/12/2013	22/06/2014	90.909.090
22/06/2014	22/12/2014	86.363.635
22/12/2014	22/06/2015	81.818.180
22/06/2015	22/12/2015	77.272.725
22/12/2015	22/06/2016	72.727.270
22/06/2016	22/12/2016	68.181.815
22/12/2016	22/06/2017	63.636.360
22/06/2017	22/12/2017	59.090.905
22/12/2017	22/06/2018	54.545.450
22/06/2018	22/12/2018	49.999.995
22/12/2018	22/06/2019	45.454.540
22/06/2019	22/12/2019	40.909.085
22/12/2019	22/06/2020	36.363.630
22/06/2020	22/12/2020	31.818.175
22/12/2020	22/06/2021	27.272.720
22/06/2021	22/12/2021	22.727.265
22/12/2021	22/06/2022	18.181.810
22/06/2022	22/12/2022	13.636.355
22/12/2022	22/06/2023	9.090.900
22/06/2023	22/12/2023	4.545.445

- ▶ Tasa de interés

- a) Santander New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 2.132.319 (equivalentes a \$ 42.439.541), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 2.410.328 (equivalentes a \$ 47.972.752).

8.2.3 Otros riesgos ante el cambio de precios

El Grupo se encuentra expuesto ante el cambio en el valor de las Obligaciones negociables en dólares, emitidas por la empresa argentina Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. que mantiene en cartera al cierre del ejercicio.

El análisis de sensibilidad que se detalla a continuación se ha determinado en base a la exposición que tiene el valor del activo financiero, en un escenario de un incremento de 0,5% o una reducción de 1%.

	Ganancia	Pérdida
Escenario incremento de valor	25.221	-
Escenario reducción de valor	-	50.442

8.3 Riesgo crediticio

El riesgo crediticio consiste en el riesgo de que la contraparte del crédito incumpla con sus obligaciones resultando en una pérdida para el Grupo. Los principales activos financieros del Grupo están constituidos por los saldos bancarios y las cuentas por cobrar.

El riesgo crediticio de los saldos bancarios es limitado debido a que las contrapartes son bancos estatales o internacionales de primera línea.

El riesgo crediticio del Grupo atribuible a sus cuentas por cobrar es reducido debido a la dispersión de sus créditos a través de diferentes industrias. Adicionalmente, se realizan análisis crediticios para los nuevos clientes.

8.4 Riesgo de liquidez

El Grupo administra su riesgo de liquidez manteniendo adecuadas disponibilidades, líneas de crédito, monitoreando constantemente las proyecciones sobre el flujo de fondos y calzando los plazos de ingreso y egresos de fondos.

Cuadros de vencimientos de activos y pasivos financieros

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos necesarios para atender el servicio financiero generado por el stock de deuda al 31/12/11, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	1.071.063.308	122.988.288	1.100.154.240	4.978.104.144	1.355.379.598	8.627.689.578
Deudas financieras a tasa variable	3.420.908	118.015.804	1.130.225.424	2.978.001.544	1.838.859.071	6.068.522.751
	1.74.484.216	241.004.092	2.230.379.664	7.956.105.688	3.194.238.669	14.696.212.329

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de activos financieros al 31/12/11, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Activos financieros a tasa fija	120.157.445	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	465.763.661
	120.157.445	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	465.763.661

El Grupo espera cumplir sus obligaciones mediante el flujo de caja proveniente de sus actividades operativas y del vencimiento de sus activos financieros.

NOTA 9 GRAVÁMENES SOBRE ACTIVOS, COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

9.1 Gravámenes

El Grupo mantuvo vigentes contratos de cesión de derechos en garantía del cumplimiento de algunas de sus obligaciones, cediendo a favor de los acreedores y hasta la concurrencia de los importes adeudados, su derecho a cobrar de los agentes de cobranza (en su carácter de recaudador de los pagos adeudados bajo las facturas emitidas por UTE por servicios eléctricos) los pagos efectuados por los clientes de UTE. Esta situación se verificó respecto de las siguientes obligaciones:

- Tenedores de títulos de deuda (Nota 5.10.1 (x)).

Con fecha 29 de diciembre de 2011 se procedió a la cancelación de la cuota final de capital e intereses por la emisión de los títulos de deuda originalmente realizada en el mes de diciembre de 2004.

Con fecha 13 de enero del 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero y por lo tanto los contratos de cesión de derechos de los cobros, de acuerdo con la cláusula 13^a de los mismos.

9.2 Compromisos asumidos

Por Resolución de Directorio R08.-1631 del 11 de diciembre de 2008, se autorizó a los representantes de UTE en el Directorio de ISUR S.A. a votar afirmativamente la suscripción con CONSORCIO AREVA de un contrato del que surge que la Administración se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A. En el artículo 36° de dicho contrato, firmado el 18/12/08, se establece que esta garantía es hasta la recepción provisoria de las obras e incluye los pagos que deba realizar ISUR S.A.

El monto de dichas obligaciones, por el suministro en la modalidad "llave en mano" de una estación convertora de frecuencia de 500 MW de potencia nominal, asciende a:

- Libras esterlinas 63.952.812,06
- Reales brasileños 46.232.433,16
- Pesos uruguayos 804.807.862,23

Contratos de compra de energía

En consonancia con los lineamientos de política energética del Poder Ejecutivo y de lo dispuesto en el Decreto N° 77/006 del 13 de marzo de 2006, que apoyan la promoción del empleo de fuentes de generación a partir de recursos renovables, el Grupo ha celebrado distintos contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en el territorio nacional, que introduzcan dicha energía utilizando como fuente primaria, energía eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas. El monto total de estos contratos cuyos plazos de devengamiento oscilan entre 2 y 20 años asciende aproximadamente a U\$S 1.420 millones.

El monto adjudicado a cada uno de los proveedores corresponde a una estimación realizada en función de la potencia y el plazo de contrato indicado en la oferta, por consiguiente en caso de no ser utilizado en su totalidad, no generará ningún derecho a favor del proveedor.

9.3 Garantías otorgadas

El 25 de noviembre de 2010 se firmó el Contrato de Facilidad Comercial por U\$S 43.982.109 entre Interconexión del Sur S.A. (ISUR) y Citibank Global Markets, INC., con Citibank International PLC actuando como agente, en el cual UTE participa como garante de dicha operación.

La obligación contraída, de acuerdo a los desembolsos que se efectúen, será amortizada en 10 cuotas iguales, semestrales y consecutivas, comenzando la primera a los 30 meses desde la firma del contrato, la cual devengará intereses sobre el saldo adeudado, a una tasa de interés variable compuesta por LIBOR 180 días más un margen fijo de 3,25%. Los intereses serán pagaderos semestralmente comenzando a los 6 meses desde la firma del contrato.

Adicionalmente, el 11 de octubre de 2011 ISUR renovó préstamos bancarios con Citibank por U\$S 50.000.000 a una tasa fija del 2,567% anual, con una única amortización el 9 de enero de 2012, cuyo pago ha sido avalado por UTE. Estos préstamos se han obtenido en la modalidad "puente" hasta que sea posible efectivizar desembolsos de una línea de crédito por U\$S 76.017.891 con CITIGROUP. A la fecha de vencimiento ISUR volvió a renovar estos préstamos hasta el 9 de marzo de 2012 en las mismas condiciones.

NOTA 10 CONTRATOS PARA SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS

A efectos de viabilizar la licitación para la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto Cruz del Sur, en ejercicios anteriores UTE había acordado, entre otras cosas, un compromiso en firme bajo la modalidad de "take or pay" para la adquisición de gas natural proveniente de la República Argentina.

En octubre de 2008, se firmó un nuevo contrato con Pan American Energy LLC Sucursal Argentina y Wintershall Energía S.A., que fue aprobado por Resolución de Directorio R08.-1295 del 9 de octubre de 2008, el cual, al tiempo de viabilizar el acceso de UTE a gas natural para la producción de energía eléctrica en nuestro país, facilitaría una solución para que ANCAP pueda continuar con el suministro de gas.

El nuevo acuerdo permite conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas hacia nuestro país, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "LINK".

El suministro será de carácter interrumpible, obteniéndose en contrapartida la reducción a cero de las cantidades "take or pay" y "ship or pay" del contrato original.

El plazo del acuerdo es de 3 años a partir de la fecha de la primera entrega, fijándose los precios del gas en el acuerdo, teniendo en cuenta el nuevo contexto del mercado regional.

Colateralmente se firmó un acuerdo con ANCAP que establece las condiciones en las que ambos organismos se comprometen en forma recíproca a poner a disposición de cada parte una porción del volumen de gas puesto a disposición bajo el acuerdo referido en párrafos anteriores al amparo del permiso de exportación cedido.

Este contrato se renovó a fines del presente ejercicio.

NOTA 11 PARTES VINCULADAS

11.1 Saldos

Los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Concepto	Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Títulos de deuda	-	-	442.909.983	16.222.609	-	-
Créditos	-	-	275.253.089	297.730.420	-	26.993
Créditos CONEX	1.929.108	-	36.563.065	73.023.779	-	-
Otros créditos	-	-	92.788.316	143.645.424	-	-
Créditos con bancos	-	-	4.310.452.269	4.179.418.597	-	-
Deudas financieras	-	-	975.711.197	1.638.600.348	-	-
Deudas comerciales	-	-	1.636.435.168	2.473.801.644	734.873.751	417.329.542

11.2 Transacciones

Las transacciones con partes vinculadas, que incluyen el impuesto al valor agregado cuando corresponde, son las siguientes:

Concepto	Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Venta de energía	-	-	2.960.340.116	2.958.616.715	305.786	330.180
Ingresos ajenos a la explotación	-	-	158.857.708	313.381.709	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	3.655.223	-	39.334.445	49.483.566	-	-
Compra de energía	-	-	-	-	1.286.690.763	1.510.019.832
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	14.246.774.748	6.678.344.455	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	31.976.314	38.805.029	-	-
Intereses ganados	-	-	13.481.573	117.396.400	-	-
Aportes de capital	42.595.879	-	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	1.196.118.831	4.175.896.154	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 5.455.631 en el ejercicio 2011 (\$7.366.949 en 2010).

NOTA 12 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

Según la Norma Internacional de Información Financiera N° 8, un segmento de operación es un componente de una entidad:

- a) que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad)
- b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y
- c) en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada

En particular, el Grupo mantiene una actividad integrada verticalmente desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica, no encontrándose disponible información

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

financiera diferenciada de los ingresos atribuibles a cada segmento, tal como lo requiere la norma, motivo por el cual, todo el ingreso por venta de energía eléctrica se expone dentro del segmento "Comercial".

Los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquellos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a los activos fijos (de los cuales sí se dispone de información financiera diferenciada), todos los pasivos y los resultados asociados, que no pueden ser directamente atribuibles a los segmentos.

(Cifras expresadas en miles de pesos uruguayos)

2011							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				30.267.640	41.218	1.032.365	31.341.223
Costos de explotación	(17.256.986)	(1.332.130)	(3.880.685)		(43.353)	(203.466)	(22.716.619)
Gastos de adm. y ventas				(5.370.497)			(5.370.497)
Resultados financieros							615.403
Gastos ajenos a la explotación							(943.227)
Impuesto a la renta							(92.290)
Resultado atribuible a accionistas minoritarios							235
							2.834.228
Total de activo	29.677.909	21.089.501	39.108.535		39.762	28.003.259	117.918.966
Total de pasivo							21.016.755
Incorporaciones de activo fijo	954.266	401.226	3.208.645			635.254	5.199.391
2010							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				31.633.476	52.008	1.120.194	32.805.678
Costos de explotación	(8.956.022)	(1.337.418)	(3.722.966)		(45.041)	(219.882)	(14.281.329)
Gastos de adm. y ventas				(5.826.731)			(5.826.731)
Resultados financieros							(149.491)
Gastos ajenos a la explotación							(1.001.332)
Impuesto a la renta							(2.461.066)
Resultado atribuible a accionistas minoritarios							1.161
							9.086.890
Total de activo	30.230.324	18.861.089	38.847.419		76.038	26.214.434	114.229.303
Total de pasivo							18.983.176
Incorporaciones de activo fijo	4.195.617	398.651	1.643.709			783.702	7.021.679

- (1) Los gastos de generación eléctrica incluyen miles de \$ 4.186.643 (miles de \$ 2.885.071 en 2010) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.202.169 (miles de \$ 1.199.876 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 841.094 (miles de \$ 877.571 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.070.909 (miles de \$ 1.963.168 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (4) Ingresos, gastos y activos sin una asignación diferenciada dentro de los sistemas de información disponibles. Dentro de los costos de explotación se incluyen los correspondientes al Despacho Nacional de Cargas.

NOTA 13 INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2

Literal A Número de funcionarios, becarios y situaciones similares, en los últimos cinco ejercicios

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2007	6.169	6	-
2008	6.053	55	-
2009	6.161	69	-
2010	6.092	42	-
2011	6.332	64	-

Literal B Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

<i>Ingresos de explotación</i>		30.748.185.626
Venta de energía eléctrica	30.348.483.702	
Bonificaciones	(80.843.667)	
Servicios de consultoría	41.217.564	
Otros ingresos de explotación	439.328.027	
<i>Ingresos ajenos a la explotación</i>		593.037.348
Total de ingresos		31.341.222.973

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)
NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Literal C Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

Costos de explotación		22.716.619.301
Generación	11.868.173.609	
Trasmisión	582.127.715	
Distribución	2.117.312.129	
Despacho Nacional de Cargas	72.371.913	
Consultoría externa	43.352.915	
Compra de energía	4.186.643.044	
Amortización	4.245.265.780	
Trabajos para inversiones en curso	(398.627.804)	
Gastos de administración y ventas		5.370.496.601
Comerciales	2.185.780.041	
Administración de operación y mantenimiento	652.002.100	
Servicios administrativos de apoyo	2.570.302.901	
Trabajos para inversiones en curso	(37.588.441)	
Gastos ajenos a la explotación		943.227.042
Resultados financieros		(615.403.459)
Impuesto a la renta		92.290.096
Total de gastos		28.507.229.581
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		234.571
Resultado del ejercicio atribuible a la controladora		2.834.227.963

Literal D Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2011 en pesos

IVA		2.760.540.773
IMPUESTO A LA RENTA		
- Anticipos		530.600.183
- Impuesto a la renta 2010		686.614.438
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.224.102.763
- Crédito impuesto al patrimonio 2010		(240.472.927)
ICOSA		9.276
RETENCIONES		581.827.749
- Impuesto al patrimonio	391.577	
- IVA e IRNR empresas del exterior	39.920.910	
- IVA Dec. 528/003	537.557.633	
- IRPF trabajadores independientes	936.412	
- IRPF arrendamientos	343.959	
- IRPF obligaciones negociables	2.501.933	
- IRNR obligaciones negociables	10.321	
- IRPF pensiones	5.000	
- 90% IVA servicios de salud	90.784	
- IASS	69.220	
Tasa Tribunal de Cuentas		6.468.972
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		26.380.749
Tasa despacho de cargas (ADME)		57.274.217
Total		5.633.346.193

Literal E Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 1.158.000.000.

NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN

El crecimiento de demanda de electricidad requiere la expansión acorde de fuentes de abastecimiento. A su vez, la complementación de diversas fuentes (tipos y orígenes) contribuye a disminuir riesgos y mejora el perfil de suministro.

En el marco de los lineamientos de la Política Energética Nacional que van en el sentido señalado, agregando la voluntad de mejora de integración regional, a partir de acuerdos iniciados en 2007 entre los gobiernos de Uruguay y Argentina, se ha venido estructurando la realización de un proyecto de recepción, abastecimiento y regasificación de gas natural licuado (GNL). Esta promoción del proyecto al más alto nivel de autoridades nacionales se ha fortalecido en agosto 2011 con la firma de un nuevo acuerdo de directivas de proyecto y con la constitución de un Consorcio entre empresas energéticas de ambos países.

La introducción de esta forma de alimentación de gas natural, permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso al producto y contribuye a mejorar el balance de suministro-demanda en ambos países. El proyecto también aprovecha infraestructura de transporte ya existente y un creciente desarrollo del acceso al GNL a nivel mundial, mercado influido también por otras formas de producción, como la extracción de gas denominado no-convencional.

El proyecto en Uruguay comprende dos principales rubros: 1) la contratación para implantación y funcionamiento de instalaciones físicas de recepción del GNL transportado en buques metaneros, su almacenamiento y la regasificación del mismo para inyectar gas natural a las redes existentes; y 2) la contratación del GNL que abastecerá los consumos tanto en sectores residencial, comercial, industrial como en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en el presente período se han continuado acciones dirigidas a un futuro llamado internacional a interesados en el proyecto. En particular, se realizó una etapa denominada "Ronda GNL del Plata", destinada a presentar formalmente las características de proyecto ante empresas interesadas, tanto en sus aspectos técnicos como contractuales y se procedió a la convocatoria de propuestas para la realización de Estudios de Viabilidad de Acceso Marítimo, Análisis de Riesgos y Estudios de Batimetría, Geofísica, Geotécnica y Sedimentación.

La información que surja de estudios como los citados será considerada en las definiciones de proyecto, referidas a las acciones y decisiones a seguir. Una de las principales características planteadas es la operatividad requerida durante el funcionamiento del proyecto, dado que para Uruguay se constituirá en la principal forma de acceso al gas natural, siendo para Argentina una vía de ingreso adicional importante por la proximidad al centro de consumo de la capital.

La ubicación del proyecto será uno de los ítems que los estudios confirmarán y se ajustarán las definiciones necesarias a efectos de lograr la operatividad requerida, dado que se cuenta con opciones técnicas de interés que abarcan sitios en la zona de Punta de Sayago así como en aguas de profundidad natural adecuadas localizados al este de Montevideo.

La capacidad prevista de la planta es inicialmente de 10 a 15 MMm³/d, pudiendo ser ampliable. El planteo de negocio se basa en la contratación del servicio de regasificación realizado por un tercero, remunerándolo a través de un canon periódico.

Las empresas energéticas estatales ANCAP y UTE por Uruguay y ENARSA por Argentina, fueron designadas a efectos de iniciar el desarrollo de diversas fases de evaluación y ejecución del proyecto. Estas tres empresas llevarán adelante las acciones de convocatoria y contratación a través de un Consorcio, iniciado en agosto 2011. ANCAP y UTE conformaron a su vez una empresa con el propósito de llevar conjuntamente las acciones de implementación de la planta, denominada Gas Sayago S.A., entidad que por ejemplo tomará la contratación de estudios y desarrollará las especificaciones y documentación de convocatoria.

En base al avance cumplido, es posible estimar que desde mediados de 2012 se completará el lanzamiento del proyecto, habiendo culminado los estudios y lográndose la preparación de documentación para el llamado internacional.

NOTA 15 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE URUGUAY Y BRASIL

Con fecha 16 de marzo del 2010 se suscribió el contrato con la empresa Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), mediante el cual dicha firma se compromete a la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con la República Oriental del Uruguay. El compromiso que asumió UTE fue del pago de un canon para remunerar inversiones y otro para la operación y mantenimiento, mediante los que adquirirá los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de transmisión que se construyan en el vecino país en el marco de este contrato.

El plazo del mismo es de 30 años prorrogables, abonándose el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 durante 15 años y el de operación y mantenimiento en cuotas mensuales de R\$ 198.031 durante 30 años, a partir de la operación comercial de las instalaciones, que se estima será a fines del año 2012.

Una vez finalizada la obra, la misma recibirá el tratamiento contable de acuerdo a lo establecido en la NIC 17

NOTA 16 HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 no se han producido hechos o circunstancias que afecten significativamente la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo del Grupo.