

# Memoria anual 2014

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas



## **SUMARIO**

Resumen Ejecutivo	7
Prácticas de buen gobierno corporativo	11
Gestión de Instalaciones	13
Comercialización del Producto	47
Gestión de los Recursos	60
Proyección al Exterior	75
Información Económica y Estados Contables	81

## MENSAJE DEL PRESIDENTE

Con el cierre del año 2014 se aproxima el final de una etapa que para esta administración comenzó en 2010, cuando asumió el Directorio designado en aquel momento.

No obstante, no es correcto hablar de final cuando UTE está inmersa en un proceso que no comienza ni termina en este período de cinco años.

Las históricas transformaciones que el país concretó en su matriz energética –de las que UTE ha sido actor principal- son fruto de definiciones de Estado adoptadas que se proyectan con decisión al futuro.

Los avances obtenidos en materia de gestión –otro de los ejes estratégicos trazados al comienzo de esta administración- fueron el corolario de un esfuerzo compartido.

Lo mismo puede decirse del trabajo de inclusión social, tanto en el medio urbano como rural, es parte de una política de larga data en UTE, que se ha convertido en foco de trabajo en los últimos años.

El año 2014 fue, en este contexto, un período de realizaciones.

Es necesario destacar, que los logros alcanzados responden al trabajo en equipo y la acción estratégica y solidaria de un conjunto muy importante de actores.

Presidencia de la República, los Ministerios de: Industria, Energía y Minería (MIEM), Economía y Finanzas (MEF) y Desarrollo Social (MIDES), la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), la Oficina Nacional de Servicio Civil (ONSC), las intendencias departamentales y el Tribunal de Cuentas de la República, junto al Directorio de UTE y los funcionarios y funcionarias en su rol específico, generaron la sinergia que hizo posible seguir avanzando en un camino que es de progreso y desarrollo para el país.

La participación del sector privado fue destacada en el desarrollo de energías alternativas, mostrando su confianza en Uruguay y en esta empresa.

## MATRIZ ENERGÉTICA

Si 2013 fue el envión principal para impulsar la transformación de la matriz de generación del país, 2014 fue un año de concreciones.

Durante este ejercicio se incorporó al Sistema Interconectado Nacional (SIN) un total de 420 MW de generación eólica. El suministro

al SIN de energía proveniente de los parques eólicos instalados en el país se cuadruplicó con relación al año anterior.

Se avanzó sustancialmente en la construcción del parque en la Colonia Juan Pablo Terra en Artigas, que será inaugurado en 2015, al igual que el parque Artilleros, en el departamento de Colonia, que estará operativo en los primeros meses del próximo año. Se avanzó en otros emprendimientos, bajo distintas modalidades de participación de UTE y de inversores privados, que aseguran la incorporación de 1.000 MW de potencia eólica en los próximos tres años.

En un año bueno desde el punto de vista de la hidraulicidad, se logró reducir la generación térmica en un 70% con respecto al año anterior. Podemos decir, que se consolidó la irreversibilidad del proceso de transformación, que resultó en una disminución de costos del abastecimiento y su aseguramiento en los próximos años.

El 95% de la energía suministrada en 2014 provino de fuentes renovables (hidráulica, eólica, biomasa, solar). El 81% fue hidráulica, 14% fue de fuente eólica, biomasa o fotovoltaica, en tanto solo el 5% provino de las centrales térmicas. Se debe subrayar que, al igual que en 2013, no fue necesario recurrir a la importación de energía.

Igualmente, debido a que el sistema necesita un respaldo térmico confiable y eficiente, se continuó con las obras civiles de la Central de Ciclo Combinado de Punta del Tigre, que permitirá contar con energía de origen térmico y rápida respuesta, a un costo sensiblemente menor al actual.

Hay que destacar, finalmente, que la transformación de la matriz energética requiere también de obras e inversiones en Trasmisión, las que tuvieron un fuerte impulso durante el año. Se culminaron los trabajos de construcción de la línea de interconexión de 500 kV con Brasil en territorio uruguayo, se avanzó con la Estación Conversora de Frecuencia en las proximidades de la ciudad de Melo y se está a la espera de que se terminen los trabajos por parte de BRASIL al otro lado de la frontera. También se construyeron nuevas líneas de 150 kV y estaciones de Trasmisión.

## GESTIÓN

El año 2014 fue el de la implantación de la reestructura organizativa elaborada en el marco del Proyecto Bambú. Sin perder de vista la complejidad del proceso y de las dificultades que enfrentó, no es posible dejar de valorar como un aspecto positivo que al cierre de este ejercicio se logró contar con una estructura organizativa más adecuada

a los desafíos de la etapa y que 6.066 funcionarios y funcionarias –el 89,5% de la plantilla- quedó implantado en ella.

Es necesario reafirmar que con este paso se comienzan a consagrar los objetivos del proyecto: una estructura acorde a las necesidades, un sistema de remuneraciones más justo y transparente y un modelo de gestión humana que propicie la eficiencia de la empresa y promueva la mejora en la calidad de vida de sus trabajadores y trabajadoras.

Precisamente, este último punto es el que será objeto de ardua labor en la próxima etapa.

Los logros alcanzados son resultado del compromiso demostrado por todos quienes han participado en este largo proceso: la dirección de UTE, sus gerentes, el equipo de Bambú y de Gestión Humana, los mandos medios, el sindicato y todos y cada uno de los trabajadores y trabajadoras que aportaron desde su lugar.

Los avances en materia de gestión no se agotan en la reestructura organizacional. Sería imposible resumir en pocas líneas los pequeños o grandes hitos registrados en otras áreas de gestión, muchos de ellos poco percibidos pero de gran importancia. A modo de ejemplo, se destacaron dos iniciativas que tuvieron un empuje decisivo este año vinculados además con el cambio en la matriz energética: el trabajo interinstitucional en torno a la incorporación del auto eléctrico, que será en el mediano plazo una alternativa limpia y económica para el transporte nacional, y el avance en el estudio y desarrollo de las redes inteligentes, o Smart grid.

En cuanto a la relación de UTE con sus clientes, en el año que finaliza nuestra empresa se posiciona 4.5 puntos por encima del promedio CIER en el rango de empresas con más de 500 mil consumidores, con una tasa de satisfacción de 79,7%. UTE continúa ofreciendo productos de mayor eficiencia y calidad e incorporando nuevas tecnologías en la prestación de sus servicios. Asimismo corresponde señalar que las tarifas, una vez más, han registrado un incremento menor al de la inflación en el período, lo que va a ser potenciado en los años venideros por la creciente incidencia de las energías renovables.

## INCLUSIÓN

Como decíamos en el mensaje de la Memoria 2013: La inversión en infraestructura y la modernización de la gestión son herramientas que deben posibilitar a UTE cumplir con su finalidad como empresa pública. La cual se encuentra ligada estrechamente con la satisfacción

de la demanda de sus clientes pero también con su responsabilidad con la sociedad toda.

UTE volvió a destinar en 2014 un volumen importante de recursos materiales y humanos a esta tarea.

En el ámbito rural, se continuó trabajando en el objetivo de la universalización del servicio eléctrico. Al cierre de este año el 99,6% de las viviendas en el país están electrificadas. A diciembre, se culminaron 1.035 km de red de media y baja tensión en el medio rural y 705 km se encuentran en ejecución, cumpliendo la meta de 1.000 km.

En los centros urbanos se profundizó el trabajo de regularización de barrios y viviendas permitiendo que las familias cuenten con un servicio eléctrico con la calidad y seguridad adecuadas.

En la misma línea, en el plano de la inclusión, merece una mención especial la continuidad del programa “Yo estudio y trabajo”, que posibilita el acceso a un primer empleo remunerado a jóvenes estudiantes en un régimen de pasantía a término. El programa en UTE ha funcionado con pleno éxito y es motivo de orgullo para nuestra organización.

Sin duda, mucho se ha hecho en el período que está culminando y en particular en el año que se cierra.

El país productivo, con innovación, mejores servicios públicos y con mayor integración social es un desafío diario.

Creemos que, este equipo ha procurado cumplir con sus responsabilidades. El compromiso es seguir intentándolo cada día.

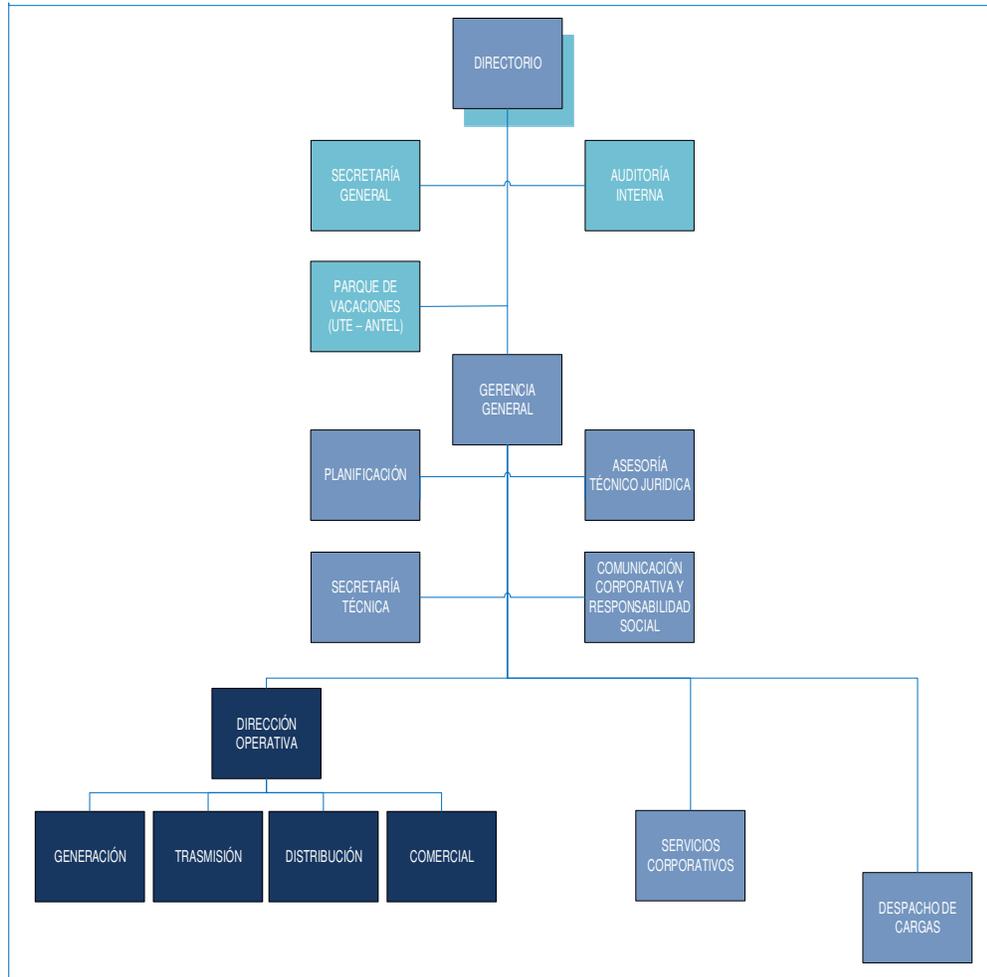
## DIRECTORIO

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. César Briozzo
Vocal	Ec. María Cristina Arca Aicardi
Vocal	A/C Walter Walberto Sosa Dos Santos
Vocal	Sr. Luis Eduardo Pereira De León

## PERSONAL SUPERIOR

Gerente General	Cr. Carlos Pombo
Dirección Operativa	Ing. Héctor González Bruno
Generación	Ing. Oscar Ferreño
Trasmisión	Ing. Ignacio Ponce De León
Distribución	Ing. Luis García
Comercial	Cr. Luis Margenat
Despacho de Cargas	Ing. Andrés Tozzo
Servicios Corporativos	Ing. Sist. Silvia Emaldi
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación	Ing. Jorge Cabrera
Secretaría General	Dr. Jorge Fachola

## ORGANIGRAMA GENERAL



<b>INFORMACIÓN RELEVANTE <sup>(1)</sup></b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.634	1.791	1.842
Carga máxima anual (MW)	1.742	1.918	1.822
Extensión de la red de transmisión (km)	4.437	4.445	4.553
Extensión de la red de distribución (km)	77.491	78.887	80.561
Energía generada por UTE (GWh)	6.549	4.989	4.966
Energía comprada (GWh) <sup>(2)</sup>	3.589	5.526	6.545
Energía exportada (GWh) <sup>(3)</sup>	91	196	1.123
Energía para mercado interno (GWh) <sup>(4)</sup>	10.047	10.319	10.388
Energía facturada, con autoconsumos (GWh) <sup>(5)</sup>	8.224	8.419	8.422
Cantidad de servicios activos (10 <sup>3</sup> )	1.354	1.378	1.398
Energía promedio por cliente (kWh) <sup>(5)</sup>	6.074	6.110	6.024
Extensión de la red por cliente (metros)	61	60	61
Cantidad de funcionarios	6.271	6.549	6.765
Cantidad de servicios por funcionario	216	210	207
Energía promedio por funcionario (kWh) <sup>(5)</sup>	1:311.434	1:285.540	1:244.937
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 <sup>3</sup> )	1:598.480	1:769.043	1:866.681

## NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.
- 2) Corresponde a 5.256 GWh de compras a Salto Grande y 1.289 GWh a agentes productores para el año 2014.
- 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 diésel.
- 5) Comprende 46 GWh por autoconsumos para el año 2014.

# RESUMEN EJECUTIVO

## RESUMEN EJECUTIVO

Los principales acontecimientos que pautaron la gestión del ejercicio y sus resultados fueron:

- La energía anual entregada al sistema nacional fue 10:387.870 MWh, un 0,7% superior a la de 2013.
- El año se caracterizó por disponer de un alto porcentaje de generación hidráulica (81% de la generación total anual), gracias a contar con una situación hidrológica muy buena en la mayoría de los meses.

El suministro de energía de Salto Grande a UTE durante el año totalizó el 50% de la demanda total del sistema, mientras que el Río Negro llegó a abastecer el 31%, la generación térmica totalizó el 5%, mientras que el resto se cubrió con energía de biomasa, eólica y fotovoltaica (14%).

- El pico máximo de potencia anual se situó en 1.822 MW, resultando 96 MW menos que el año anterior. El mismo se abasteció con 82% de energía hidráulica, 6% térmica, 1% eólica y 11% de energía de otros recursos.
- La generación eólica para abastecer la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se cuadruplicó respecto a la del año anterior.  
En el presente año entraron en servicio 420 MW, entre privados y propios.
- Los ingresos por venta de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 106,7 millones (6,11%). Sin embargo, en unidades físicas, se verificó un aumento de 39,8 GWh, lo que implica un incremento del 0,47% con respecto al año 2013.
- La ganancia del ejercicio fue de \$ 10.491 millones, que traducidos a Dólares promedio (23,246) equivalen a U\$S 451 millones. Si lo comparamos con el resultado del ejercicio anterior, que arrojó una ganancia de U\$S 317 millones, se verifica un aumento de U\$S 134 millones.
- El patrimonio promedio de UTE en el año fue de U\$S 4.449,5 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende a 10,14% (6,6% en el ejercicio 2013).
- El valor anual del índice Tc: tiempo total de interrupción por cliente (el tiempo que en promedio, un cliente queda privado de suministro), ha sido de 15,09 horas.
- El “Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre”, comprende la construcción de una Central Térmica de ciclo combinado de 532 MW de potencia instalada, compuesta por dos turbinas de gas con quemadores duales de bajo régimen térmico y una turbina de vapor con dos calderas de recuperación de calor, capaz de operar con gas

natural como combustible principal y gasoil como combustible alternativo.

Durante este año, se continuó con las obras civiles, en particular asociadas a las fundaciones sobre las que se instalarán las turbinas de gas, en la construcción de vías de acceso internas y de un nuevo camino para el ingreso directo al predio de Punta del Tigre B. Se ha avanzado también en la construcción de tanques de agua desmineralizada, de agua de servicio y de combustibles.

- En cuanto a la terminal de regasificación (Sociedad entre UTE y ANCAP), para la certificación por parte de Gas Sayago S.A. de la obra civil en lo que respecta a escollera y jetty, se contrató durante 2014 a las empresas TYPESA y SECO para realizar las actividades de Supervisión y Certificación, respectivamente. La ejecución de la obra de la escollera, como la obra del gasoducto de vinculación, fueron adjudicadas. El desarrollo del tramo de gasoducto terrestre, así como la componente de dragado de canal han avanzado al ritmo previsto.
- En relación al suministro de gas natural licuado (GNL) - tarea bajo gestión directa de UTE y ANCAP - se estableció un Plan de Trabajo basado en tres etapas de interacción con interesados en la provisión de GNL. La primera etapa finalizó en diciembre de 2013. Durante el año en curso tuvo lugar la segunda etapa que consistió en el desarrollo de detalle de las condiciones de suministro con las empresas mejor posicionadas, constituyéndose una lista reducida.
- En relación con el proyecto de Interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay (San Carlos-Melo-Candiota), los trabajos de construcción para la entrega llave en mano de la línea culminaron durante el mes de agosto. La misma conecta las estaciones San Carlos y Conversora Melo y la línea Conversora Melo – Brasil en 525 kV. Permitirá efectivizar la interconexión con Brasil ampliando la capacidad de intercambio de potencia en 500 MW entre ambos países. Finalizados los trabajos en Brasil y realizadas las pruebas de comisionamiento, se estará en condiciones de proceder a los intercambios de energía, previendo esto ocurra a partir de mediados del siguiente año.
- En la generación eólica se destaca:
  - La construcción de la Central Generadora en la colonia Juan Pablo Terra (Dpto. de Artigas), constituida por 28 aerogeneradores Nordex (67,2 MW), previéndose su inauguración para el primer trimestre del año 2015.
  - El inicio de las obras de construcción del Parque Eólico Artilleros (65,1 MW), situado en el departamento de Colonia, luego de la firma con la empresa eléctrica brasileña estatal Eletrobras, de un acuerdo de desarrollo conjunto de centrales generadoras eólicas en Uruguay, a través de ROUAR SA., en enero del presente año. En diciembre comenzó a entregar energía a la red el primero de los 31 aerogeneradores que integran el parque.
  - El avance para la obtención de los permisos ambientales y el arrendamiento de predios para la instalación de una central de generación

eólica de 70 MW en el sitio de Palomas (Dpto. de Salto), a arrendar por UTE bajo la modalidad de Leasing Operativo a la firma NICEFIELD S.A.

- La firma de los contratos de construcción llave en mano del Parque Eólico Pampa (Dpto. de Tacuarembó) y del Parque Eólico Arias (Dpto. de Flores) respectivamente, así como los correspondientes contratos de garantía, operación y mantenimiento que se desarrollan en la modalidad Fideicomiso Financiero. Bajo la estructura de una sociedad anónima donde UTE e inversores privados tendrán participación accionaria, se firmaron los contratos asociados al Parque Eólico Valentines (llave en mano y garantía, operación y mantenimiento).

- En cuanto a adquisición de energía, se destaca:
  - Eólica: Se ha formalizado la incorporación en los próximos años, de aproximadamente 1.000 MW de potencia, vinculada a contratos de compraventa de energía a 20 años de plazo (acciones contractuales desarrolladas desde 2011) y al Mercado Spot. Se suscribieron contratos adicionales de Compraventa de Energía Eléctrica por 150 MW.
  - Biomasa: El proyecto de la industria de celulosa Montes del Plata, que entró en servicio en octubre.
  - Solar fotovoltaica: En el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 133/013, que promueve la generación en base a esta energía, se suscribieron Contratos de Compraventa por 185 MW con una potencia de 5 a 50 MW y 3 MW con una potencia de 0,5 a 5 MW.

# PRÁCTICAS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

## **Manual de gobierno corporativo**

Se aprobó el Manual de Gobierno Corporativo de UTE, el que abarca temas tales como el Marco Legal y Normativo de nuestra empresa; Comités y Comisiones vinculados a prácticas de buen gobierno; Órganos de Control; Sistema de Gestión Integral de Riesgos; Retribuciones y Concursos; Información referente a Estados Financieros y adopción de normas contables adecuadas en Uruguay; tratamiento de información privilegiada y Código de Ética.

## **Ética y anticorrupción**

Directorio, Alta Gerencia y personal de UTE se encuentran sujetos a las normas generales de ética y anticorrupción que las Leyes 17.060, 17.008 y los Decretos 30/003 y 354/999 establecen para los Entes Autónomos del Estado Uruguayo.

En concordancia con lo mencionado, se aprobó la versión inicial del Código de Ética de UTE el cual será implantado en 2015.

## **Comité de auditoría**

El Comité de Auditoría de UTE está compuesto por tres integrantes de su Directorio, una representante de la Gerencia Gestión de la Estrategia y Riesgos y cuenta con la asesoría técnica de la responsable de la Gerencia de Auditoría Interna quien participa en las reuniones con voz pero sin voto.

## **Auditoría interna**

La Gerencia de Auditoría Interna se rige por el estatuto recientemente actualizado y aprobado por Resolución de Directorio.

Durante 2014, fue sometida a una rigurosa evaluación externa de calidad, realizada por el Instituto de Auditores Internos de España en asociación con el Instituto de Auditores Internos de Argentina y en diciembre ha logrado la certificación y el sello en Calidad en el Marco Internacional para la Práctica Profesional (MIPP) emitido por el Instituto Global de Auditores Internos. Auditoría Interna de UTE es la segunda Unidad de Auditoría Interna del Uruguay que ha alcanzado esta certificación internacional que otorga la seguridad del cumplimiento de las normas, estándares y prácticas requeridas para un adecuado desempeño de esta actividad.

## **Gestión integral de riesgos corporativos**

Se considera como riesgos a todos aquellos eventos potenciales que puedan afectar negativamente el logro de los principales objetivos de negocio de la empresa, incluyendo tanto los aspectos estratégicos como los operativos.

UTE reconoce que todas las actividades de negocio tienen un elemento de riesgo y que no todos los riesgos pueden ser eliminados, sino que los mismos forman parte de las operaciones de la empresa.

El contar con la capacidad de gestionar adecuadamente dichos riesgos es una necesidad fundamental y una parte crítica de la estructura de Gobierno Corporativo de la empresa.

La Gestión de Riesgos es un proceso que sirve de nexo y permite alinear al Gobierno Corporativo con los requerimientos de los grupos de interés de una organización.

UTE comenzó a trabajar en el proceso de la incorporación de la Gestión de Riesgos en el año 2012, formando un equipo de trabajo con integrantes de las unidades de: Planificación y Auditoría interna, con el apoyo de una consultora contratada.

En el presente año se aprobó el Marco Metodológico y la Política de Gestión de Riesgos.

## **Modelo de calidad con equidad de género**

En el marco de la Ley 18.104 para la promoción de la Igualdad de Derechos y Oportunidades entre hombres y mujeres y el Decreto 184/07, se aprobó el Primer Plan de Igualdad de Oportunidades y Derechos en el Uruguay, cuyo objetivo fundamental es construir la igualdad de oportunidades y derechos y la no discriminación entre hombres y mujeres.

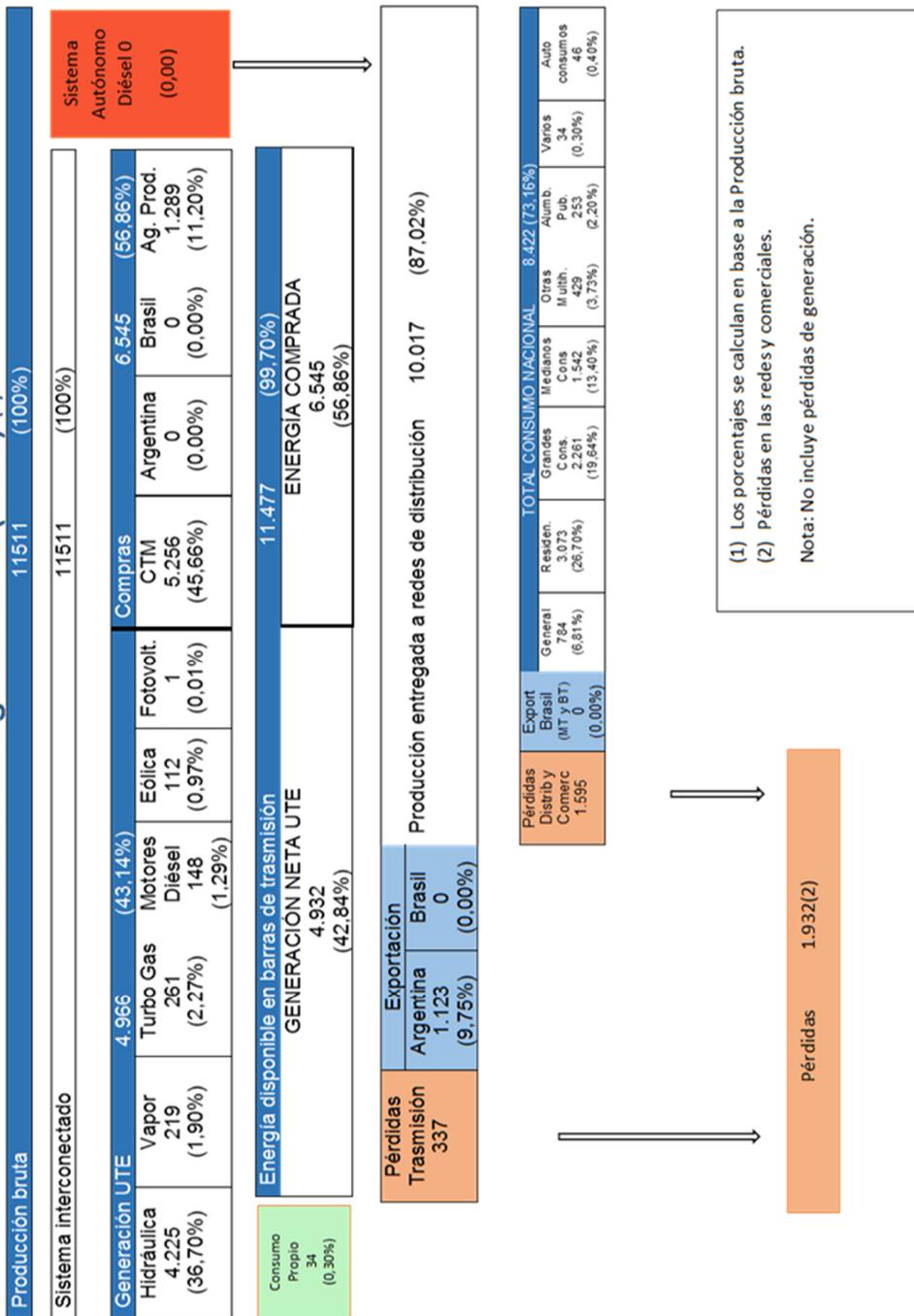
En 2009 UTE firmó un convenio con la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) y el Ministerio de Desarrollo Social (MIDES), a través del Instituto de las Mujeres (INMUJERES), para desarrollar el Proyecto de Calidad con Equidad. En consecuencia creó el Comité de Calidad con Equidad de Género e implantó el modelo en la unidad de Telecomunicaciones como plan piloto.

En 2012 se incorporó la unidad Sistemas de Información y en 2014 se comenzó a trabajar con Comercial, teniendo la particularidad de que en esta unidad se abarca todo el país.

Asimismo, cabe destacar la Mención en Equidad de Género obtenida por la unidad Abastecimientos en el Premio Nacional de Calidad 2014.

# GESTIÓN DE INSTALACIONES

## Balance energético 2014 (GWh) (1)



## GESTIÓN ENERGÉTICA

### ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

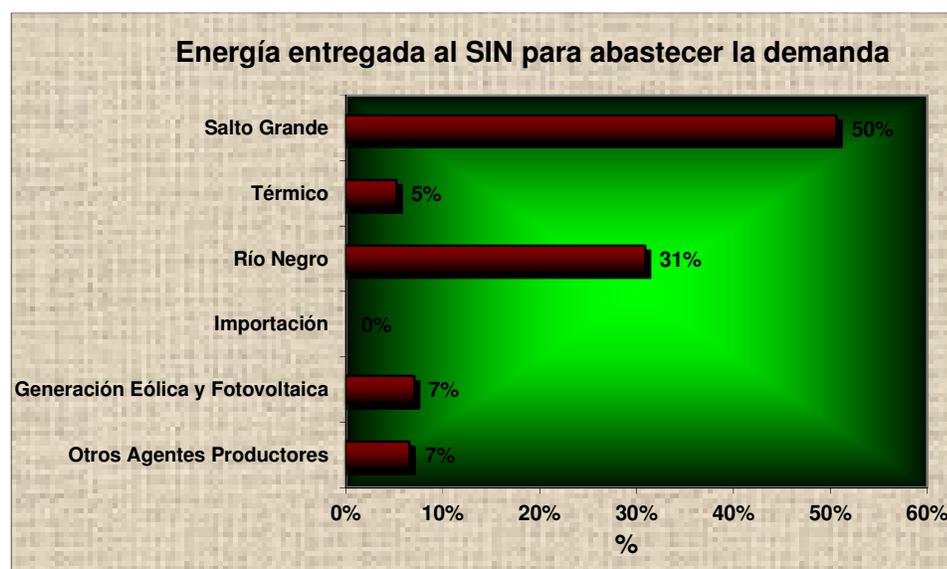
La energía anual entregada al sistema nacional fue 10:387.870 MWh, un 0,7% superior a la de 2013. El incremento de 2014 respecto al año anterior, fue el menor de los aumentos anuales desde 2009.

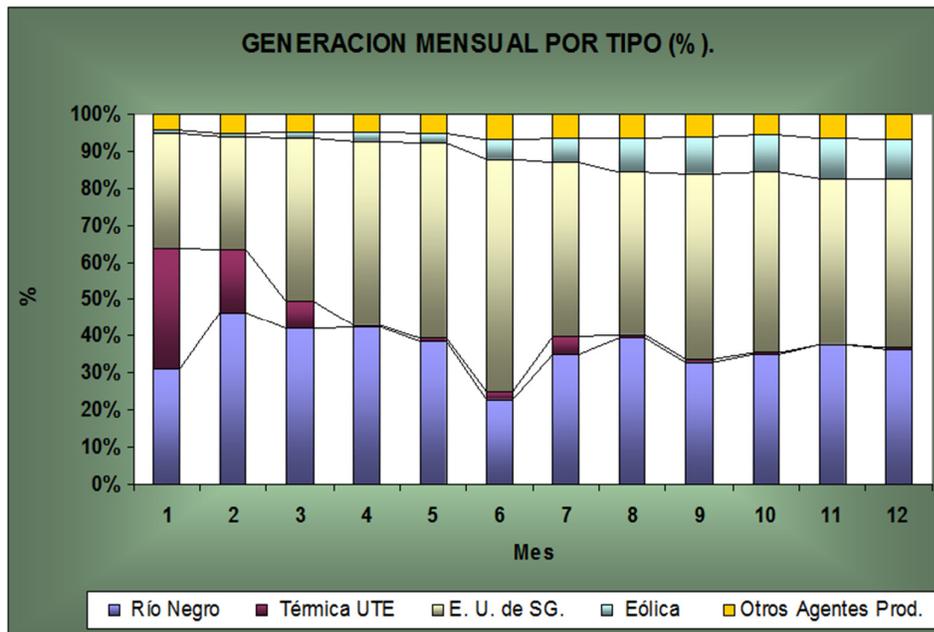
El pico máximo de potencia anual ascendió a 1.822 MW, resultando 96 MW menos que el año anterior. El mismo se abasteció con 82% de energía hidráulica, 6% térmica, 1% eólica y 11% de energía de otros recursos. El día del pico máximo anual, se verificó también el máximo diario de consumo de energía, 35.496 MWh, un 5% inferior al día de mayor consumo de energía del año anterior.

El pico máximo de potencia de verano alcanzó el valor de 1.734 MW. El máximo consumo de energía diaria de verano, registró el valor de 34.847 MWh.

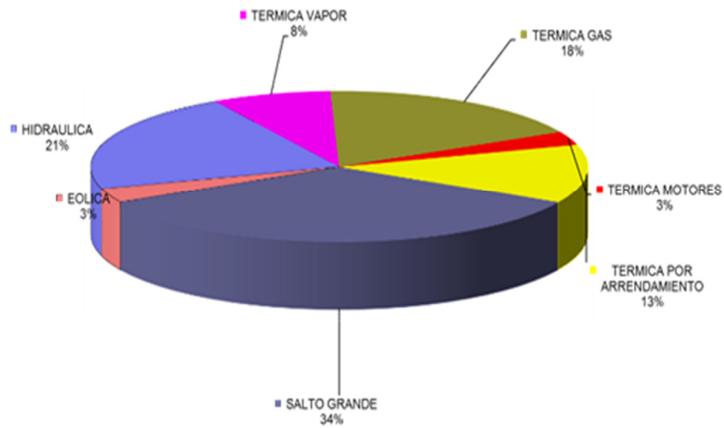
El factor de carga anual, (factor de carga: relación entre el consumo durante un periodo de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima), fue 65,1 %, lo que representó un incremento de 6% en relación al año anterior.

Este año se mantuvo, tanto el adelanto de la hora legal, como las medidas que apuntan a una mejora en la eficiencia energética.

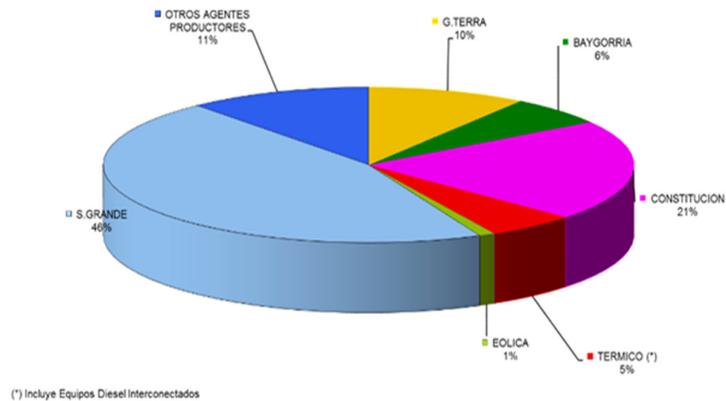




### POTENCIA INSTALADA (MW)



COMPOSICION DE LA PRODUCCION 2014  
Unidad GWh



## RÉGIMEN IMPERANTE

El año se caracterizó por disponer de un alto porcentaje de generación hidráulica (81% de la generación total anual), fue más húmedo que un año medio, alcanzando el máximo esperado de hidraulicidad.

El suministro de energía de Salto Grande a UTE cubrió el 50% de la demanda total del sistema, mientras que el Río Negro llegó a abastecer el 31%. La generación con el Río Negro para abastecer la demanda del SIN fue un 7% mayor que la del año anterior, mientras que el total generado con el Río Negro fue 35% mayor que el año anterior. El suministro de Salto Grande a UTE fue un 7% mayor que el año anterior; la generación del resto de los agentes productores se incrementó en 28% y la generación térmica para abastecer la demanda del SIN se redujo casi un 70% respecto del año anterior.

La generación eólica para abastecer la demanda del SIN se cuadruplicó respecto al año anterior.

La generación térmica se situó en 5%, mientras que el resto se cubrió con energía de biomasa, eólica y fotovoltaica (14%).

Un dato destacado para el año 2014 es que, al igual que en el 2013, no hubo importación de energía.

## RECURSOS ENERGÉTICOS

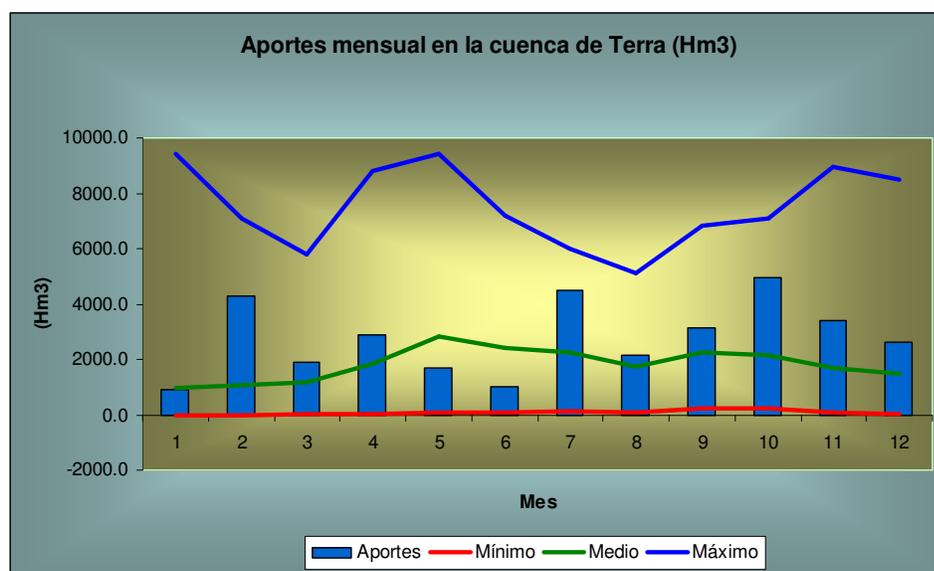
### TÉRMICOS

La generación térmica totalizó 627.879 MWh en el año, siendo 533.321 MWh de la misma para abastecer la demanda del SIN y 94.558 MWh para exportar a Argentina. La misma fue un 65% menor que la total generada en el 2013.

### HIDRÁULICOS

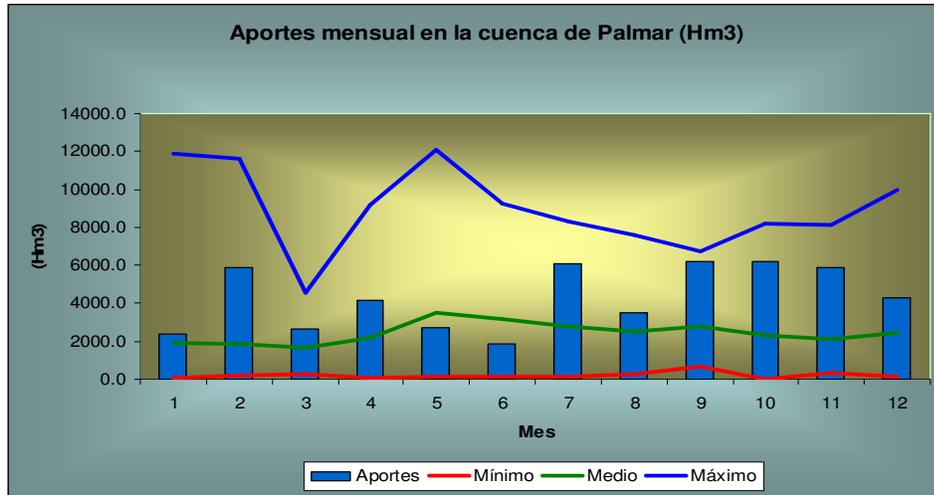
#### Características Hidrológicas

Durante el mes de junio la generación del Río Negro fue la más baja del año, siendo del entorno del 23% de la generación total mensual, mientras que en el resto de los meses salvo el mes de enero (33%), la generación estuvo por encima del 40%.

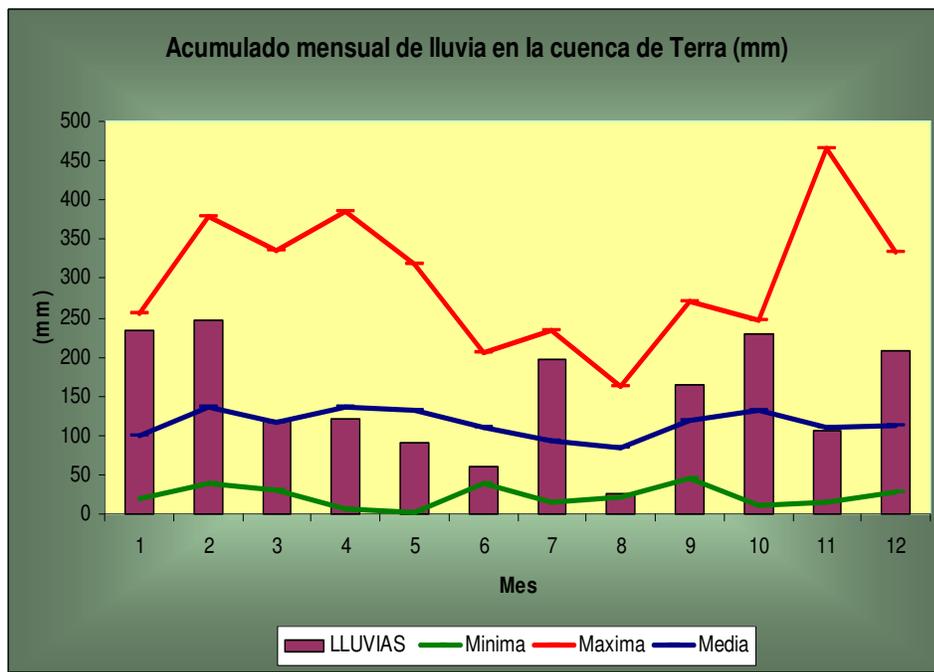


El año comenzó con cotas relativamente altas en las centrales del Río Negro: 79,78 m en G. Terra y 37,97 m en Palmar. Salvo en los meses de enero, mayo y junio los aportes mensuales en G. Terra fueron inferiores a los aportes medios mensuales.

La Central Palmar tuvo aportes superiores a la media mensual durante todos los meses del año salvo en los meses de mayo y junio. El porcentaje de llenado de esta central fue superior al 95% del llenado total incluso superando el 100% en varios de los meses.



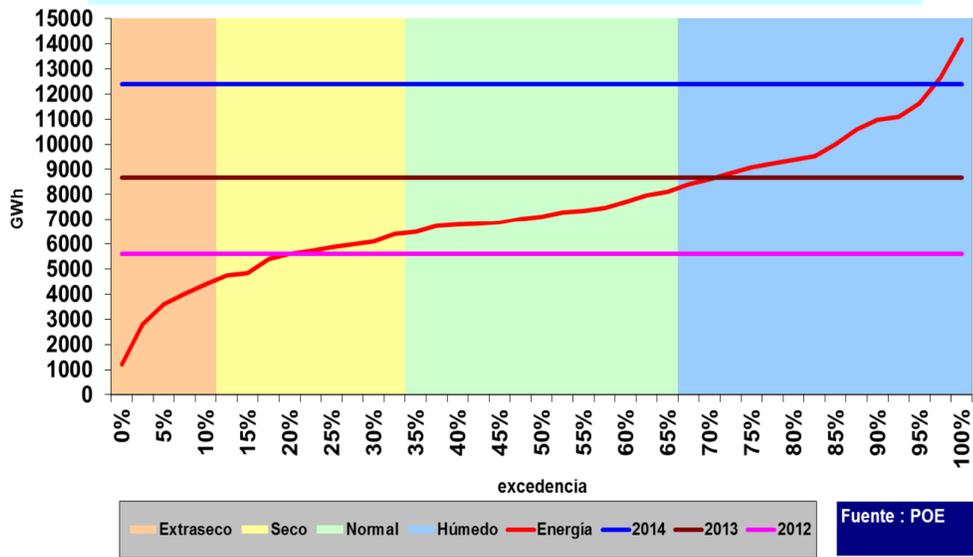
La cota mínima de la Central G. Terra alcanzó los 78,53 m, mientras que la máxima alcanzó los 81,84 m.



Observando el año completo, la energía acumulada de todas las centrales hidráulicas, se encuentra en el tercil húmedo (97,1 % de excedencia).

### Energía Tot Hid- semana 1 a 52

Excedencia Tot Hid-2014 = 97.1%, ubicada en el lugar número 103 de la serie de crónicas 1909 - 2014  
 10 más secas : 1917,1945,1944,1943,1933,2006,1962,1909,1989,1951

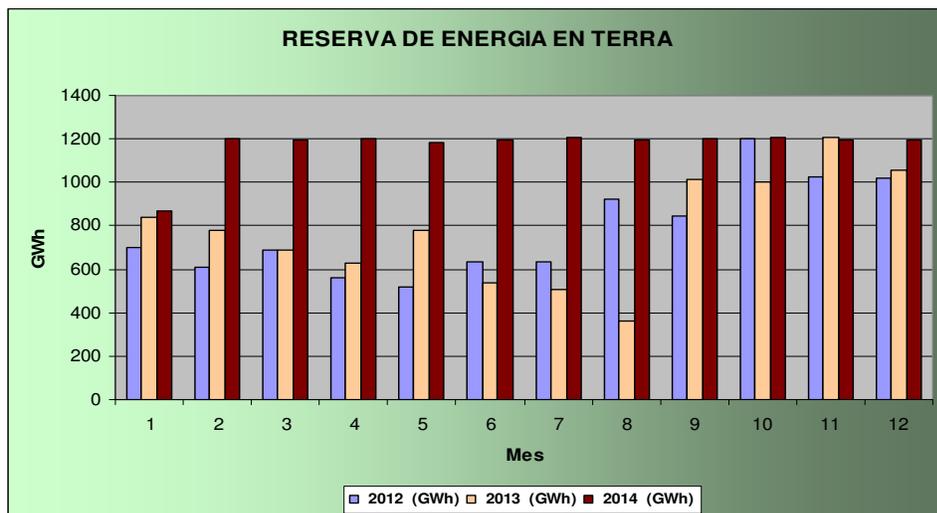


### Central Hidráulica Gabriel Terra

La cota a comienzos del año, fue 79,78 m que corresponde al 86% de llenado de su embalse y a un tiempo de vaciado de 119 días generando a pleno.

Durante el mes de junio se verificó la mínima generación anual de esta central, la cual no alcanzó a superar el 6% de la demanda mensual del SIN. Las precipitaciones acumuladas mensuales fueron superiores en un 30% a la media histórica.

La cota máxima anual se registró en el mes de octubre con un valor de 81,94 m.



## Centrales Hidráulicas Baygorria y Constitución

Se despacharon de acuerdo a los aportes que se venían dando en sus respectivos embalses y optimizando la generación según se despachara la Central G. Terra, y los aportes recibidos sobre la cuenca de la central Constitución, manteniendo el criterio de conservar energía embalsada para los meses de verano.

En la cuenca de la Central Constitución, los aportes propios mensuales superaron la media histórica en todos los meses del año salvo mayo y junio. Durante setiembre se alcanzó la cota máxima de 41,82 m y la cota mínima fue de 37,89 m que se alcanzó en el mes de enero.

## CONTRATOS

Se realizaron los siguientes contratos con agentes del Mercado:

UPM (ex – Botnia): La energía inyectada a redes de transmisión por UPM en el marco del contrato vigente fue de 225.735 MWh.

CEPP (Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.): La energía inyectada a redes de transmisión por CEPP en el marco del contrato vigente fue de 188.320 MWh.

Se arrendaron dos centrales generadoras con una potencia comprometida de 8 MW cada una para instalarse a nivel de distribución en las localidades de Villa Sara (Depto. de Treinta y Tres) y Río Branco (Depto. de Cerro Largo) a los efectos de aumentar la confiabilidad y mejorar las condiciones de operación en la red de transmisión.

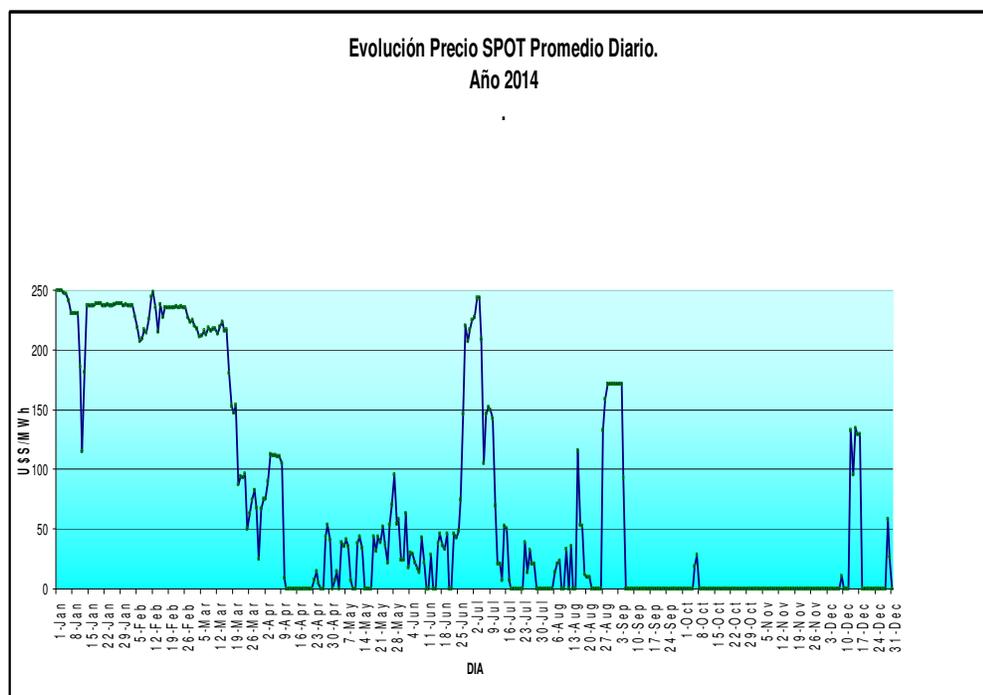
Comentado [DC

Se continuó con el arrendamiento de centrales de generación, en el ejercicio, la producción de los equipos fue:

- Turbinas APR A, B y C, generaron 81.434 MWh.
- Motores Aggreko MVA y MVB, generaron 4.356 MWh.

## MERCADO SPOT

El precio SPOT horario promedio sancionado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para este año, tuvo un decremento del 56% con respecto a 2013. El promedio del precio spot en el año resultó del orden de los 74 U\$S/MWh. La energía entregada al mercado spot durante éste año (32.883 MWh) fue inferior a la del 2013 (38.016 MWh) y representó un 0,3% del total de la energía entregada al sistema nacional.



## GENERACIÓN CONECTADA A REDES DE DISTRIBUCIÓN

La inyección de energía a redes de distribución durante el año totalizó 453.825 MWh, de los cuales 59.326 MWh fueron abastecidos con generación propia de UTE y el resto con generación de terceros.

La generación eólica representó el 41% del total de la generación conectada a redes de distribución. El 59% restante fue en base a biomasa y gas natural.

## NUEVAS CENTRALES EÓLICAS DE UTE CONECTADAS EN TRANSMISIÓN

Parque Juan Pablo Terra: Compuesto por 28 aerogeneradores de 2,4 MW cada uno (67,2 MW de potencia instalada autorizada).

Parque Eólico Artilleros (ROUAR S.A.): Propiedad de UTE y ELETROBRAS, compuesto por 28 aerogeneradores de 2,4 MW cada uno (65,1 MW de potencia instalada autorizada).

## INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Durante el año no hubo importación de energía desde Argentina y Brasil a través de las interconexiones de alta tensión.

La exportación de energía entregada por UTE al sistema argentino fue de 1:028.190 MWh de origen hidráulico y 94.558 MWh de origen térmico.

## GENERACIÓN

UTE suministró el 43% de la demanda total de energía (interna más exportación), alcanzando los 4.966 GWh. Su composición fue de 85% de Generación Hidroeléctrica del Río Negro, 12,7% de Generación Térmica y 2,3% del Parque Eólico Emanuele Cambilargiu (Caracoles I y II).

La producción total superó en 2.900 GWh la energía hidráulica media esperada.

El aporte de generación eólica propia (112 GWh), como de privados (609 GWh), fue 721 GWh. La generación térmica fue 628 GWh, 65% menor a la generada en 2013.

Se continúa avanzando en el cambio de matriz energética con el objetivo de la implementación de fuentes renovables no convencionales, en particular la eólica, para lograr disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Se prevé para el 2016 una reducción muy significativa de la Generación Térmica en términos medios.

## SISTEMA DE GESTIÓN

Incluye la certificación del marco normativo ISO 9001:2008 en lo relativo a Sistemas de Calidad, ISO 14001:2004 Medio Ambiente, ambos para el Sistema de Gestión Integrado con alcance a Operación y Mantenimiento de Centrales Térmicas e Hidráulicas, Gestión de embalses, Auscultación

de presas, Gestión de proyectos y OHSAS 18001:2007 Seguridad y Salud Ocupacional, con alcance a Generación Hidráulica y al proceso Gestión de proyectos.

## GENERACIÓN TÉRMICA

### Explotación del parque generador

#### **Central José Batlle y Ordóñez**

La Sala B consumió 7.939,2 Ton de fuel oil, generando un total de 23.110 MWh, con un rendimiento de 344 g/kWh.

La 5ª Unidad de Central Batlle, durante el año, generó 20.155 MWh y consumió 6.210,6 Ton de fuel oil, con un rendimiento de 308 g/kWh.

La 6ª Unidad generó 187.855 MWh, consumió 54.084,5 Ton de fuel oil, y tuvo un rendimiento de 288 g/kWh.

#### **Central Motores**

La Central Motores generó 149.047 MWh y se consumieron 31.303,9 m³ de fuel oil especial motores, con rendimiento de 210 g/KWh.

#### **Central Térmica La Tablada**

Ambas unidades generaron 10.358 MWh y consumieron 3.663,2 m³ de gas oil con un rendimiento de 287 g/kWh.

#### **Central Punta del Tigre**

La central Punta del Tigre tuvo la siguiente producción:

- Con combustible líquido: entregó al SIN 185.044 MWh, consumió 50.102 m³ de gas oil, con rendimiento promedio de 228 g/KWh.
- Con gas natural: en el período reseñado se produjeron 138 MWh, con consumo de 8.100 m³ de gas natural, con rendimiento promedio de 230 g/KWh.

#### **Turbina de Maldonado**

Por problemas de fisuras en la turbina, esta Unidad estuvo indisponible en el transcurso del ejercicio. Se tramitó su baja del SIN y la autorización para su venta.

## **Proyecto Central Punta del Tigre “A”**

Luego de la recepción provisoria en 2013 de la planta de tratamiento de agua, toma de agua y vertido de efluentes en el Río de la Plata, se comenzó con la operación de la misma con un proveedor externo y bajo la supervisión de la Unidad Operación de la Central Punta del Tigre.

### **Gestión de turbinas y motores arrendados**

Debido a que aún no se dispone del ciclo combinado de Punta del Tigre se continuó con el arrendamiento de centrales de generación.

En el ejercicio, la producción de los equipos arrendados fue:

- Turbinas APR A, B y C, generaron 81.434 MWh y consumieron 23.638 m<sup>3</sup> de gas oil
- Motores Aggreko MVA y MVB, generaron 4.356 MWh y consumieron 1.258 m<sup>3</sup> de gas oil.

### **Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado**

De las actividades desarrolladas en el marco del proyecto, se destacan:

- El arribo de las turbinas de gas y sus generadores al puerto de Nueva Palmira y su traslado al sitio de obra.
- Se comenzó con el montaje de las dos turbinas de gas y sus respectivos generadores, conjuntamente con sus equipamientos auxiliares.
- Se avanzó con la construcción de las edificaciones principales (edificio de administración y control, subestación GIS, planta de tratamiento de agua).
- Se trabajó en la construcción de instalaciones auxiliares.
- En cuanto al arribo de la mayoría de las instalaciones y equipamientos de apoyo, en particular de las bases para las chimeneas de escape de las turbinas, la misma implicó una operativa importante en el departamento de Montevideo.

Se recibieron visitas a obra por parte de dos de las entidades financiadoras del proyecto: Corporación Andina de Fomento (CAF) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Se incluyen fotos que permiten apreciar los aspectos principales de la obra.



### Otras inversiones de generación térmica

Se finalizó la construcción del tanque adicional de combustible de 25.000 m<sup>3</sup>, ubicado en el predio de La Tablada ANCAP, para ampliar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de los inventarios de combustibles

líquidos para generación. La recepción provisoria del mismo tuvo lugar en el mes de noviembre.

Se continuaron ejecutando inversiones en mantenimientos mayores de las Centrales Punta del Tigre, dadas las horas de funcionamiento de estas unidades. Prosiguieron los trabajos de parada mayor de la Central Térmica de Respaldo sita en La Tablada, los que culminaron al finalizar el primer semestre. Estas reparaciones son imprescindibles para mantener y mejorar la disponibilidad de las unidades.

Fue necesaria la permanente adquisición de equipamiento para reemplazo de equipos industriales auxiliares, sustitución de repuestos y adecuación de la infraestructura.

### **Logística de combustibles**

Dada la alta hidraulicidad, el apoyo requerido a Generación Térmica fue sensiblemente menor que en el año anterior.

El gasto anual de combustibles en el año fue de U\$S 146.5 millones, de los cuales 27 millones de U\$S corresponden a combustible empleado en la generación de energía exportada.

### **Gestión de Mantenimiento:**

Durante el año se gestionó la contratación de Servicio de Consultoría e Implementación de un sistema de gestión alineado con la Normas ISO 55000.

Esta actividad está enmarcada en el plan de mejora de confiabilidad de los activos de la Generación Térmica iniciada en el año 2011.

Esta implementación tendrá como alcance las Centrales Batlle, CTR y Punta del Tigre.

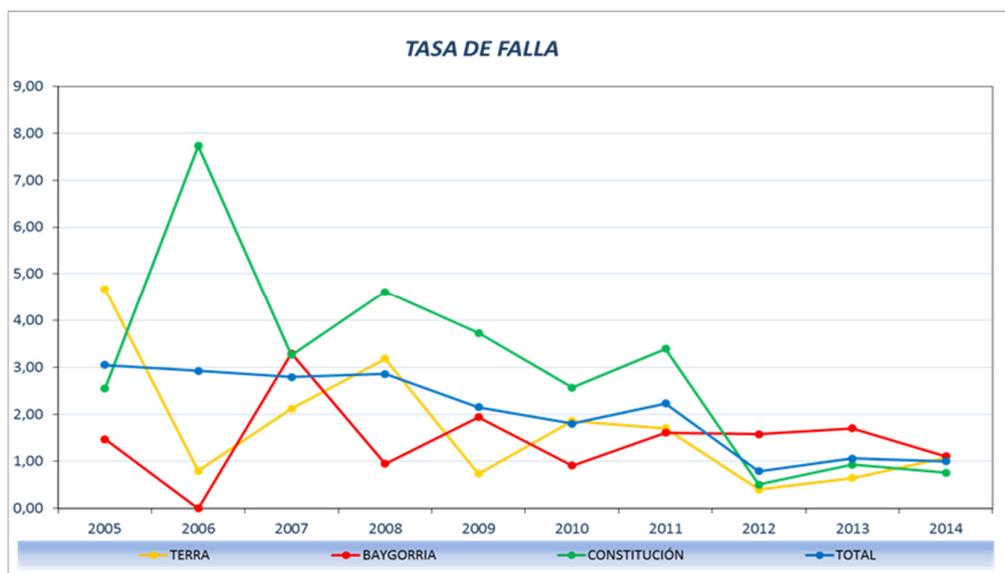
## **GENERACIÓN HIDRÁULICA**

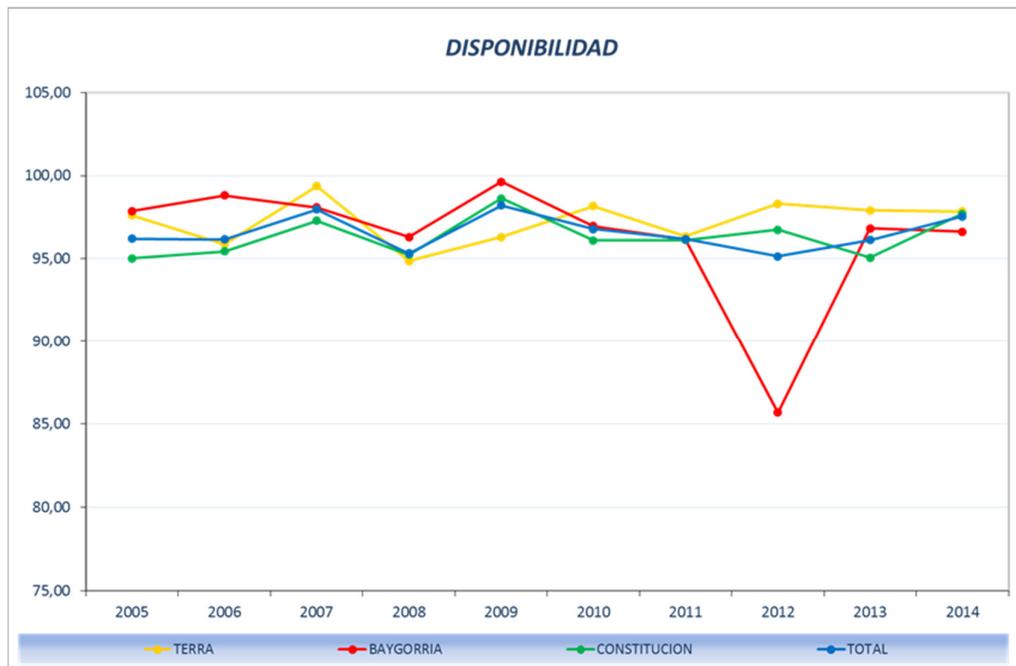
En el año 2014 la producción hidráulica del Río Negro representó el 40 % de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), superior al año anterior (30%) y del orden del 40 % superior a la media de los últimos 10 años.

Las tres centrales hidroeléctricas presentaron una disponibilidad del 97,54 % en su conjunto.

Disponibilidad de Centrales Hidráulicas		Tasa de Falla Centrales Hidráulicas	
Total Disponibilidades	97,54	Total Falla	1,00
Gabriel Terra	97,85	Gabriel Terra	1,08
Baygorria	96,62	Baygorria	1,11
Constitución	97,70	Constitución	0,76

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

Se implementa el plan de atención de emergencias hidrológicas en el sistema de presas del Río Negro, que consiste en la gestión de crecidas y definición de acciones a tomar.

Continuó la instalación de un control automático de generación (AGC) para adecuar la capacidad de respuesta de las Centrales Hidroeléctricas a las variaciones de carga que se espera ocurran debido a la importancia que adquiere la generación eólica en la matriz energética de UTE.

Se culminó un estudio sobre pre-factibilidad de Centrales de Acumulación y Bombeo y se identificaron los sitios para su instalación.

Mediante la contratación de una consultoría se realiza la evaluación del estado actual de los equipos y análisis de alternativas de renovación de la Central Rincón de Baygorria.

## GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica fue de 727.737 MWh, un 6,2% del total de energía eléctrica producida.

Se continuó con la estrategia de incremento del potencial eólico tanto en lo referido a emprendimientos propios como en contratos de compra de energía con generadores privados.

En el presente año entraron en servicio 420 MW entre privados y propios.

Se procedió a la firma de nuevos contratos de Parques Eólicos desarrollados por el equipo de UTE en modalidad de PPA (Power Purchase Agreement), mediante vehículos específicos (fideicomiso y sociedad anónima), por un total de 280 MW con fecha de entrada en operación durante 2016.

## TRASMISIÓN

### AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

#### Interconexión con Brasil

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.

Requiere la construcción de líneas, una subestación con transformación y ampliación de estación existente en Brasil. Los trabajos de construcción para la entrega llave en mano de la línea de interconexión se culminaron durante el mes de agosto.

Se continuó la ejecución del 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 el presente año entró en servicio la subestación Punta del Tigre 500 kV. Como resultado de ello, la generación de Punta del Tigre se conectó a la red de 500 kV, a través de dos transformadores de 300 MVA cada uno, de 150/150 kV. La línea de extra alta tensión diseñada en 500 kV, pero funcionando en 150 kV desde el año 2006, que vincula las subestaciones Punta del Tigre y Brujas, pasó a funcionar en 500 kV para evacuar toda la generación del nodo de conexión Punta del Tigre.

#### Estudios, proyectos y obras de Generación con energías renovables

Prosiguen las etapas inherentes a obras asociadas a proyectos de generación con energías renovables (eólica, biomasa, fotovoltaica), que involucran obras en la red de Trasmisión; implican la incorporación de más de 20 nuevas estaciones de Trasmisión y aproximadamente 300 km de líneas aéreas de 150 kV.

Se concretó la incorporación de ocho parques de generación eólica a la red de trasmisión, lo que implicó la adición de varias líneas de 150 kV y las subestaciones de 150 kV : Francisco Veira, Cuchilla Peralta A, Bonete B,

Javier de Viana, Pintado A, Pintado B, Colonia Sanchez, La Plata, Rosendo Mendoza.

Se ampliaron las subestaciones de 150 kV: Trinidad, San Carlos, Bonete, Florida, Bifurcación.

## Proyectos y obras de Generación Térmica con combustibles fósiles

Se encuentra en ejecución el contrato de la Central de Ciclo Combinado en Punta del Tigre. Las obras de Trasmisión incluyen la ampliación de la subestación de 500 kV, la construcción de una nueva subestación de 150 kV de tecnología GIS (Gas Insulated Switchgear, estación aislada en gas SF6 hexafluoruro de azufre) que ya comenzó.

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

Se continuó con la ejecución de las obras de ampliación del sistema eléctrico en la zona Norte del país (Plan del Norte).

Las actividades incluyeron la obra civil y el montaje en 12 estaciones existentes de primario 150 kV, a saber: Melo, Treinta y Tres, Valentines, Young, Paysandú, Salto, Arapey, Tomás Gomensoro, Artigas, Rivera, Tacuarembó y Enrique Martínez.

Se está ejecutando la construcción de la subestación Melo B 150 kV, en predio contiguo a la Conversora de frecuencia Melo.

Se realizó la contratación de las obras para la línea Artigas-Rivera 150 kV, de aproximadamente 150 km de longitud.

Se avanzó en la definición del proyecto para la construcción de la línea de 500 kV Tacuarembó-Melo, de 210 km de longitud.

## Obras de ampliación en el Circuito Oeste

Se entregó en sitio el nuevo transformador 500/150 kV para la Estación Salto Grande Uruguay 500 kV.

Se realizó la contratación de las obras de ampliación de la Estación Salto Grande Uruguay 150 kV.

Finalizó la construcción de la Estación Dolores 150 kV.

## Obras de ampliación en el Circuito Este

Comenzaron las obras de construcción de la Subestación de Trasmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF6.

Se avanzó en el anteproyecto de la nueva Subestación José Ignacio 150 kV y la línea aérea que la conectará a la red de Trasmisión, en la derivación del vínculo entre las estaciones de San Carlos y Rocha.  
Se entregó en sitio el nuevo transformador 500/150 kV para la subestación Melo 500 kV.

### Obras de ampliación de la Red de Montevideo

Culminaron los proyectos de ampliación de capacidad de transformación en las estaciones 500 kV Montevideo A y Montevideo B, destacándose en particular la finalización del diseño y fabricación de los transformadores 500/150 kV.

Se realizó la contratación de la construcción de la nueva Estación Montevideo M de 150 kV.

### Conexión de Grandes Clientes

Se avanzó 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.

## MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES

Se implantó el uso de la herramienta informática para la gestión del mantenimiento Maximo, (Maximo ® Enterprise Asset Management) y se concluyó el Proyecto Sistema Gestión de Mantenimiento (SiGMa).

Ubicación Geográfica de las Centrales de Generación





## DISTRIBUCIÓN

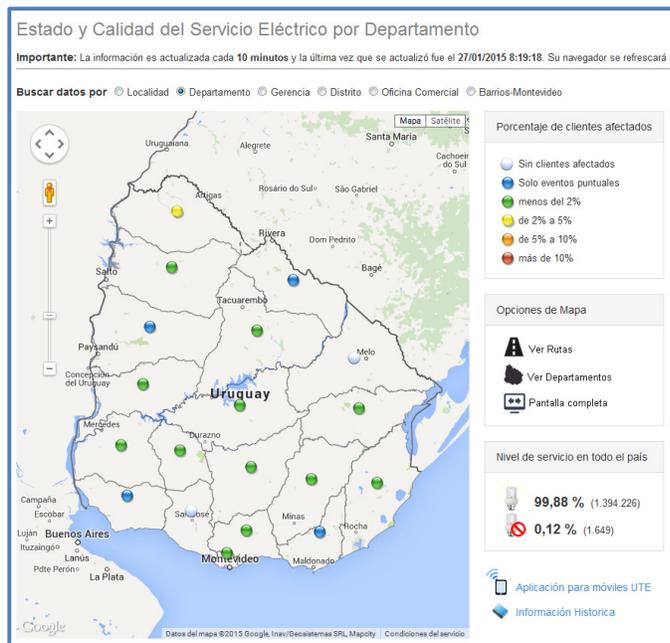
### GESTIÓN DE MANTENIMIENTO (GEMA)

Se culminó la implantación de módulos del Sistema GEMA en la totalidad de las Unidades:

- Inspecciones sistemáticas de las Subestaciones Interiores de MT/BT.
- Generación de “Intervenciones” consistentes en la limpieza de Líneas Aéreas de MT, despejándolas de elementos que pudieran provocar interrupciones de energía.
- Definición de Procedimientos y Análisis a realizar a los aceites dieléctricos de equipos de potencia.
- Se procedió a la puesta en producción de la versión 7.5 de la herramienta MAXIMO.
- Se potenció la planificación de los trabajos de Mantenimiento Preventivo a nivel de cada Estación MT/MT.

### SISTEMA INTEGRADO DE OPERACIONES (SIO)

Se implementó la información del Estado y Calidad del Servicio Eléctrico por departamento en Intranet-Internet, que muestra el estado de situación de cortes y reclamos de los clientes al momento de la consulta.



Reporte de Situación de la Red para todos los usuarios.

Se completó el diseño y desarrollo de la aplicación para dispositivos móviles vinculados al SIO para el tratamiento de incidencias de Suministro.

## 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 avance de las obras del plan durante el año 2014 significó la incorporación del telecontrol en:

- 26 estaciones de transformación AT/MT en todo el país totalizando 325 estaciones en servicio.
- 147 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el país totalizando 749 puntos en servicio.

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

- Aplicaciones a través del Software Pi (Plant Information) para procesamiento y presentación amigable de la información generada por los sistemas de gestión de Distribución.
- Se estandarizó el protocolo IEC 6150 para la automatización de maniobras y el control inteligente, local y a distancia, con 4 instalaciones operativas en todo el País.
- En el Plan de medición remoto de potencias y energías en salidas de estaciones de ST/MT se han incorporado durante el año 224 medidas.

## Desarrollo de soluciones de automatización

Se continuó con el proyecto de Introducción de la automatización de la operación de la red, incorporándose:

- Dos sistemas automáticos de regulación de voltaje de Transformadores MT/MT.
- Reconfiguración automática de alimentación 30kV de estación 74 de Montevideo (ANCAP).
- Desarrollo del Control Automático de Banco de Condensadores en Estación Río Branco.

Se han incorporado detectores de paso de falta con señalización en el SCADA.

Se ha desarrollado un prototipo para el telecontrol de un sistema automático de regulación de voltaje de líneas de MT.

## GENERACIÓN EN DISTRIBUCIÓN

Se conectaron a la red de Distribución de UTE, cuatro nuevas centrales generadoras, en distintos puntos del país, las que se detallan a continuación:

- Parque Eólico Libertad (Togely Company S.A.): en la localidad Libertad del departamento de San José, con una potencia instalada de 7,7 MW.
- Luz de Loma (Luz de Loma S.A.): en la localidad Paraje Pintado del departamento de Florida, con una potencia instalada de 20 MW.
- Luz de Mar (Luz de Mar S.A.): en la localidad Paraje Pintado del departamento de Florida, con una potencia instalada de 18 MW.
- Arboreto (Lanas Trinidad S.A.): en el departamento de Flores, que genera a partir de biomasa, con una potencia instalada de 0,6 MW.

Al cierre del año la potencia total instalada en generación conectada a la red de distribución en media tensión totalizó 248,9 MW, de los cuales:

- 72,3 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.
- 106,9 MW a partir de energía eólica.
- 69,2 MW a partir de energía fósil (gas natural o gas oil).
- 0,5 MW a partir de energía solar fotovoltaica.

## Proyectos vinculados a la red de 30 kV y 60 kV:

En el plan de Desarrollo de Infraestructura de Distribución se destaca la realización de proyectos y licitaciones para el desarrollo de las obras en subtransmisión: reforma en las estaciones de Paso de los Toros, Minas de Corrales, Paysandú G, y en Montevideo la Estación 23.

Se agregaron los proyectos y gestión de servidumbres de líneas de subtransmisión para conectar nuevas estaciones y para dar servicio a grandes clientes, entre ellas la línea Suárez-Sauce.

## Proyectos a Grandes Clientes y Generadores

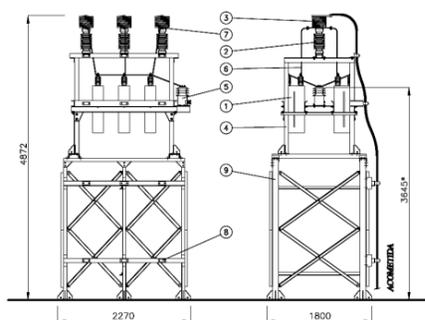
De los trabajos de conexión de suministros en redes de subtransmisión se destaca la firma de acuerdo de obra mixta para los proyectos de Antel Data (4 MW) en Pando, Pili (2.5 MW) en Paysandú, y Estancia del Lago I (5 MW) y II (1,5 MW) en Durazno.

Dentro de los proyectos de conexión en subtransmisión de generadores, este año se destacan los realizados para la conexión de parques eólicos de Ventus I (9 MW), Eólico Rosario (9 MW) y Julieta (10 MW) en Cerro Chato.

## Normalización

### Desarrollo para la instalación de Banco de Condensadores en Media Tensión

Se adquirieron dos Bancos de Condensadores de 2.7 Mvar con sus accesorios, reactores de inserción y relés de protección para ser instalados en 15 kV en Río Branco, con el fin de mejorar la regulación de tensión en 15 kV y 63 kV.



### MINI-Puestos Urbanos Compactos de Transformación (MINI PUCTS)

Con el objetivo de utilizar como subestación en lugares públicos, minimizando la superficie y el impacto visual se adquirieron 10 MINI PUCTS. Consisten en una solución de envoltorio prefabricada conteniendo un tablero de media tensión, uno de baja tensión (4 salidas), con los tramos de cable correspondientes de MT y BT, y con capacidad para contener un transformador de MT/BT de hasta 400 kVA. Otra característica es que no tienen pasillo de maniobra.

## Vehículos eléctricos



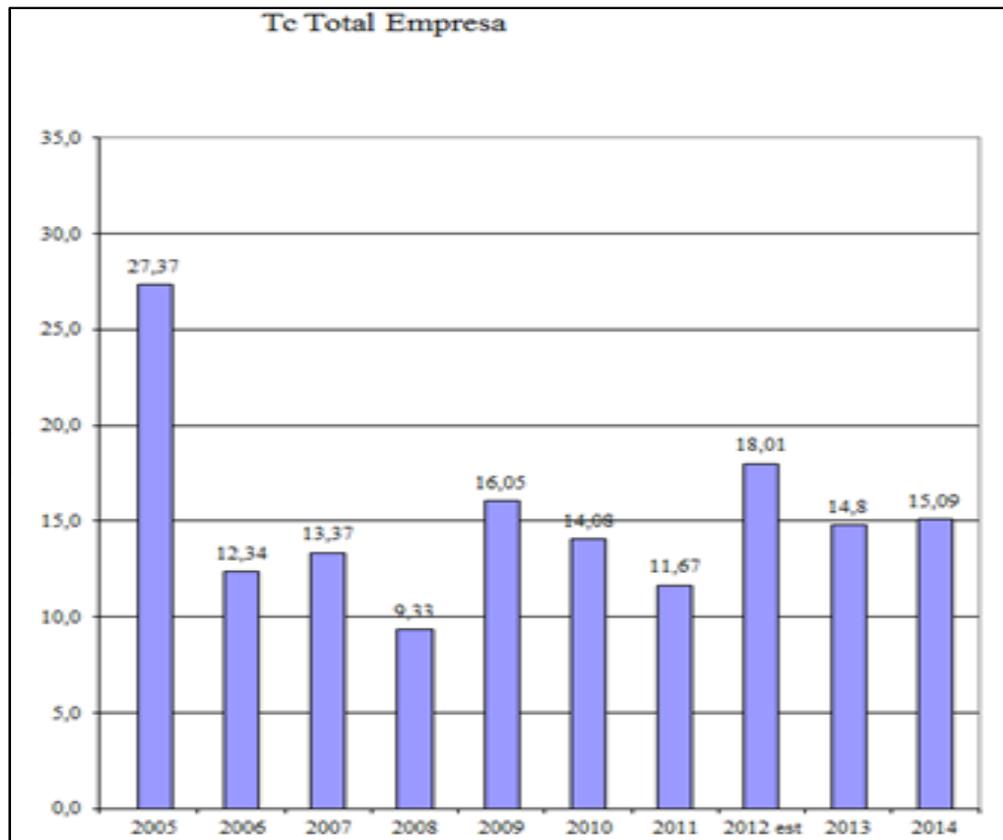
En el marco de la política de eficiencia energética y en el cuidado del medio ambiente se participó en un Grupo de Trabajo inter-institucional para evaluar diferentes alternativas energéticas para el transporte. En este ámbito y mediante un convenio firmado entre UTE y la empresa proveedora de vehículos eléctricos, se realizaron pruebas de desempeño de un ómnibus eléctrico y de dos autos. Los datos obtenidos fueron puestos a consideración de las autoridades y del público en general, los que serán insumos para la toma de decisiones de las autoridades.

## CALIDAD DE SERVICIO

### Evolución del Tc

Se evalúa en forma regionalizada la continuidad del suministro a los clientes mediante índices adoptados por la Comisión de Integración Energética Regional (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.

Se muestra en el gráfico la evolución del valor anual del índice Tc para todo el país. El valor del Tc Total de UTE para el año 2014 es 15,09 horas.



### Crecimiento de redes

- Redes de ST/MT            1.280 km
- Redes de BT                395 km
- Estaciones ST/MT        4
- Subestaciones MT/BT    1.652

### Universalización del Servicio Eléctrico en el medio rural

Uruguay posee una de las más altas tasas de Electrificación de América, del orden del 99,6 % de las viviendas electrificadas a la fecha.

UTE realiza Electrificación Rural en el marco de sus principios fundacionales:

- Universalización del servicio eléctrico, contribuyendo a afincar a las personas en el medio rural.
- Impulsor de desarrollo sustentable para la producción nacional, con un fuerte compromiso de responsabilidad social.

En los últimos 10 años se construyeron más de 11.000 km de Electrificación Rural, a tales efectos UTE ha aportado más de U\$S 40 millones de dólares.

Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

- Obras Mixtas de Electrificación Rural

Son llevadas adelante por los interesados, que contratan a una Empresa Constructora Eléctrica registrada en UTE. Si la densidad de población es mayor a un cliente cada 3 km o la densidad de carga es mayor a 10 kW por km de extensión de red, la Administración aporta sin cargo 5 materiales básicos.

Cuando participa una escuela en el Proyecto, UTE y ANEP aportan 3 materiales complementarios más.

A diciembre del presente año se han ejecutado 564 km de líneas y hay en ejecución 543 km mediante esta modalidad.

- Conexión a Escuelas Rurales:

De acuerdo al Convenio UTE – ANEP del año 2009, para todas las escuelas que se encuentren a menos de 5 km de las redes UTE ejecuta las obras.

A diciembre de 2014 hay 134 escuelas conectadas, 10 en ejecución y otras 9 en proyecto.

- Obras por Convenios:

UTE – ANTEL:

Con el objetivo común de que la Población Rural acceda a las telecomunicaciones y la energía, UTE ejecuta las obras a las radio bases que ANTEL solicita. Se han ejecutado 28 km en este año y 19 km se encuentran en ejecución.

UTE- Mevir (Movimiento de erradicación de la vivienda insalubre rural)

Se conectaron: Mevir La Hilera (50 vecinos) y el poblado Paso de los Novillos (50 vecinos).

UTE – OPP – ACA (Asociación de Cultivadores de Arroz):

Este Convenio promueve la utilización de energía eléctrica en los bombeos para riego de arroz. Se están realizando obras en Artigas y Salto. Se ejecutaron este año 127 km de red de media tensión.

- Electrificación de Centros Poblados:

UTE ha realizado obras para electrificar los siguientes Centros Poblados: Rincón de Paiva (Cerro Largo), Cerro Travieso (Tacuarembó) y Calera de Recarte – Cuchilla Grande (Cerro Largo).

A diciembre de 2014, se culminaron 1.035 km de red de media y baja tensión en el medio rural y 705 km se encuentran en ejecución, cumpliendo la meta de 1.000 km.

## PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Durante los años 2005 al 2014, producto de planes específicos establecidos, la 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 una tendencia descendente, más allá de determinadas oscilaciones puntuales, lográndose reducir los valores hasta 15,8% a diciembre de 2014.

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 2014 son:

- Distribución y Comercial 15,8%
- Total empresa 18,3%

### Evolución % Pérdidas de Energía



## MEDIO AMBIENTE

### ESTUDIOS AMBIENTALES EN NUEVOS PROYECTOS

#### Energías Renovables – Instalación de Parques Eólicos de UTE

Enmarcado en la Política Energética 2005 - 2030 de Uruguay, se continúa con el Programa de Energías Renovables, instalándose parques eólicos y fotovoltaicos en distintas zonas del país.

Durante 2014 se obtuvo la Autorización Ambiental Previa (AAP) para la puesta en funcionamiento, comenzándose las obras de los parques eólicos: Colonia Rosendo Mendoza (Colonia, 67 MW), Colonia Juan Pablo Terra (Artigas, 70 MW) y Pampas (Tacuarembó, 140 MW).

Se presentaron los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de los parques eólicos a instalar en Colonia Arias (Flores, 70 MW), Palomas (Salto, 70 MW) y Valentines (Florida y Treinta y Tres, 70 MW).

#### Energías Renovables – Instalación de líneas de alta tensión

Cada parque de generación (UTE o privado), está asociado a la instalación de una línea de alta tensión que le permite conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN, red de UTE) y entregar la energía generada al sistema.

Estas líneas de transmisión de energía eléctrica están diseñadas teniendo en cuenta las consideraciones técnicas, económicas y ambientales pertinentes.

En este contexto, UTE desarrolla los estudios necesarios para obtener las Autorizaciones Ambientales Previas para la construcción de todas las líneas que conectan a los parques eólicos, plantas fotovoltaicas y generadores con biomasa, con las estaciones y subestaciones de UTE.

Los estudios implican establecer los criterios ambientales en la definición del corredor que permiten seleccionar la mejor opción, atendiendo las características técnico-constructivas de la línea y los accidentes topográficos e hidrográficos, áreas protegidas, concentraciones humanas, áreas productivas y sitios arqueológicos. Asimismo, cada línea va acompañada de un Plan de Gestión Ambiental de Construcción (PGAC), donde se establecen los procedimientos e instructivos con medidas de control a aplicar durante la instalación, operación y abandono de la línea.

En este año se realizaron 6 estudios de líneas de alta tensión (5 para parques eólicos y 1 para parque fotovoltaico) que fueron presentados ante las autoridades ambientales, obteniendo los permisos necesarios para su instalación.

Se obtuvo la Autorización Ambiental Previa para la modificación y modernización de un tramo de la Línea Colonia - Nueva Palmira, que permitirá la entrega al SIN de la energía generada por la Planta de Celulosa Montes del Plata.

Se presentó a DINAMA la Comunicación de los Proyectos de las líneas Tacuarembó - Melo y Rivera - Artigas (ambas en 150 kV), habiéndose adjuntado a esta última el Estudio de Impacto Ambiental.

## Proyecto de Central Térmica de ciclo combinado - Punta del Tigre B

Se ha realizado el seguimiento y control ambiental de las obras; la confección y armado de un Plan de Gestión Ambiental de Construcción para todas las obras en tierra, en toma de agua y en emisario subacuático. Se implementó un Convenio con la Universidad de la República (UDELAR), para la realización de monitoreos hidrodinámicos y biológicos en el Río de la Plata en la zona de Punta del Tigre, a los efectos de garantizar la entrada en servicio de la central sin cambios significativos en el medio ambiente acuático.

## Planta regasificadora de Gas Natural Licuado (GNL)

Obtenida la Autorización Ambiental Previa (AAP), UTE continúa apoyando a Gas Sayago S.A. y atendiendo las solicitudes de la población próxima en acuerdo con la Dirección Nacional de Energía (DNE), DINAMA, Intendencia de Montevideo y en consulta con organizaciones sociales vinculadas, según los Planes de Gestión Social y Ambiental.

## Estudios de línea de base de aves y murciélagos en futuros parques eólicos

Se desarrollan planes ambientales a fin de identificar las especies animales que habitan en las zonas de implantación, estudiando su comportamiento frente a los aerogeneradores, aportando además conocimiento científico nacional.

## GESTIÓN DE RESIDUOS

A partir de la promulgación del “Decreto 182/013: Reglamento para la Gestión Ambientalmente Adecuada de los Residuos Sólidos Industriales y Asimilados”, UTE elaboró su Plan de Gestión de Residuos (PGR).

## Proyecto Gestión de Residuos de Mercurio

En el marco del Plan “A todas luces” implementado por UTE, se repartieron lámparas de bajo consumo a los clientes residenciales. Surgió la necesidad de buscar soluciones para la gestión ambiental de las Lámparas Fluorescentes Compactas agotadas (LFCa) que han llegado al fin de su vida útil.

A tales efectos, se implementó un Plan interinstitucional en el que participaron UTE, Ministerio de Salud Pública (MSP), Dirección Nacional de Energía (DNE) y DINAMA-MVOTMA (Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente). El trabajo ha incluido la elaboración de un Plan de Gestión para las LFCa que se encuentra en ejecución.

## SEGUIMIENTO Y CONTROL AMBIENTAL

### Línea de interconexión con Brasil en alta tensión (500 kV) San-Carlos-Melo

La línea de interconexión se encuentra en etapa de construcción, por lo cual se está cumpliendo con el Plan de Gestión Ambiental de Construcción (PGAC), elaborado específicamente para esta obra.

### Norma nacional sobre límites de exposición a campos electromagnéticos

En febrero de 2014 se aprobó el Decreto 53/014, que establece los límites de exposición a campos electromagnéticos para la población en general y trabajadores, recoge los valores propuestos por la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP), de acuerdo a lo recomendado por la Organización Mundial de la Salud (OMS).

En forma precautoria desde el año 2005, UTE había establecido –como posición institucional – los límites de exposición recomendados por ICNIRP para sus redes e instalaciones eléctricas en Uruguay que funcionan a una frecuencia de 50 Hz. Las redes eléctricas de UTE son diseñadas de forma de cumplir con dichos límites.

# COMERCIALIZACIÓN DEL PRODUCTO



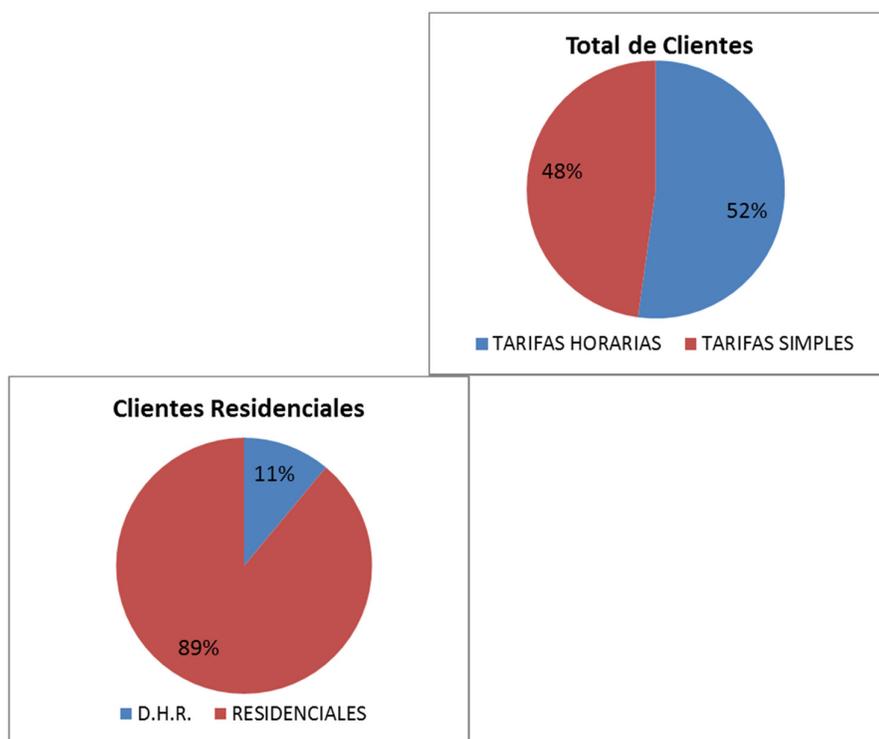
## INDICADORES DE MERCADO

### VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno regulado ascendió a 8.342 GWh, lo que representa un crecimiento del 0,3% respecto al 2013.

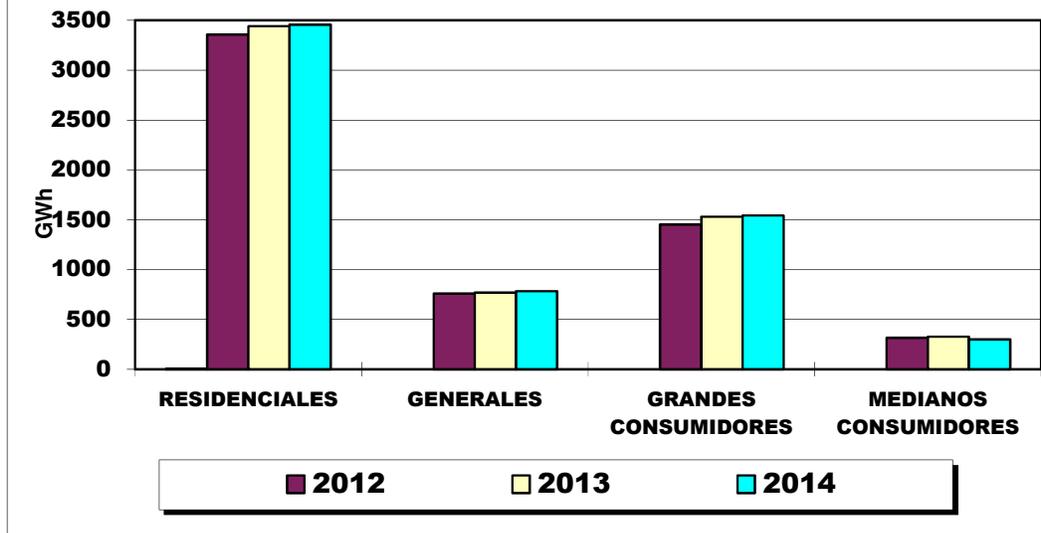
Los sectores residencial y no residencial presentan un incremento respecto al año anterior del 0,4% y 0,7%, respectivamente.

Las categorías tarifarias con modulación horaria (Doble Horario Residencial, Doble Horario Alumbrado Público, Medianos Consumidores, Grandes Consumidores y Zafra Estival), que permiten suavizar la curva de carga del sistema, representaron el 5% del total de clientes y el 52,2% del consumo total de energía. La tarifa Doble Horario Residencial representa el 4,1% del total de clientes Residenciales y un 11% del consumo de energía del sector.



En el gráfico que se expone a continuación se aprecia la participación en el consumo de las distintas categorías de clientes.

## EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA (Mercado Regulado en unidades físicas)



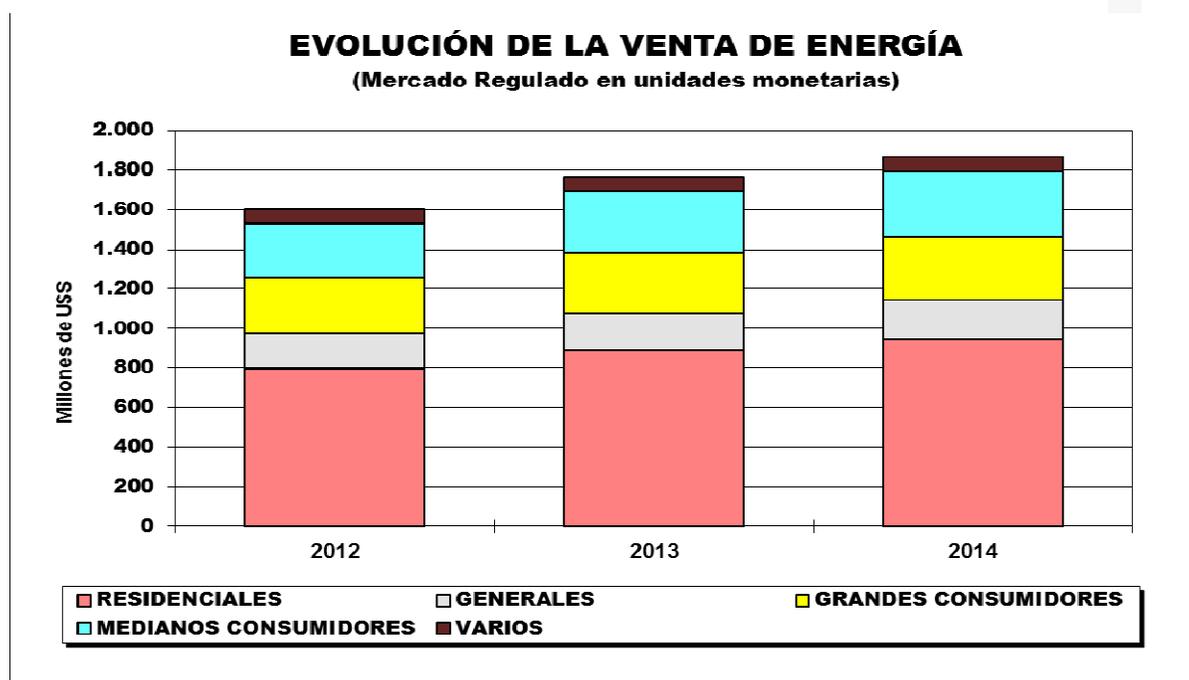
	RESIDENCIALES	GENERALES	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	VARIOS	TOTAL
2012	3.358	759	2.247	1.453	314	8.131
2013	3.441	768	2.252	1.528	327	8.316
2014	3.455	784	2.261	1.542	300	8.342

**NOTAS:**

- Los datos del año 2014 están sujetos a eventuales modificaciones.
- Categoría Residenciales incluye tarifas Simple, Doble Horario y Consumo Básico.
- Categoría Generales incluye tarifas Simple y Doble Horario.
- Categoría Varios incluye tarifas Simple y Doble Horario de Alumbrado Público y Zafría Estival.
- Total energía vendida al mercado interno (regulado y no regulado), GWh 8.376 (2014) y 8.336 (2013).

## VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias en 2014 alcanzó a U\$\$ 1.866.681 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años: 2012, 2013 y 2014 se presenta en el cuadro siguiente:



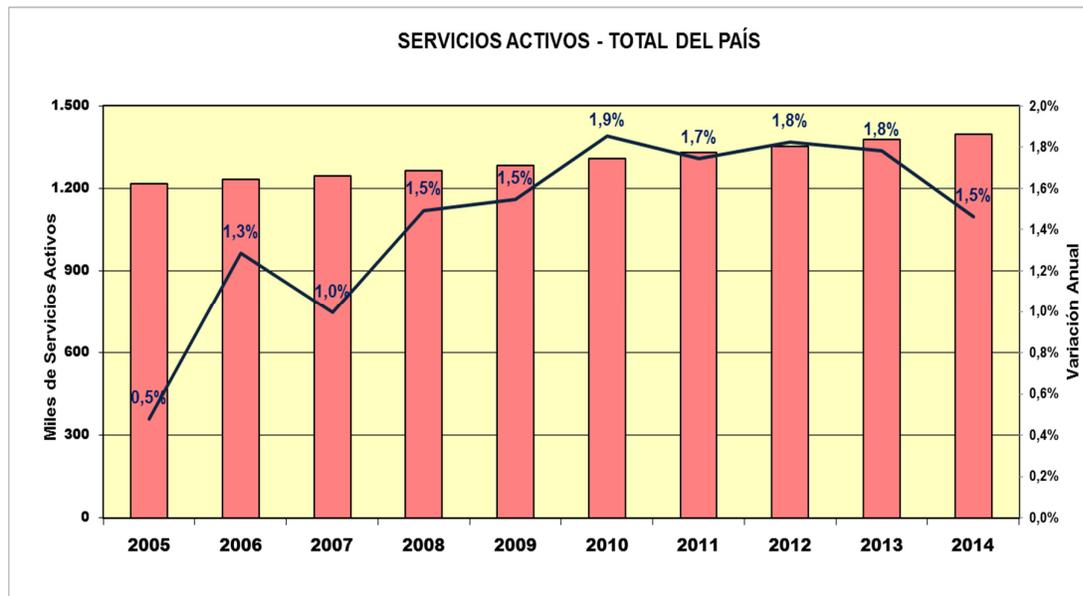
## SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31 de diciembre de 2014 experimentó un crecimiento del 1,5% respecto a igual período del año 2013.

La evolución de los servicios activos para los distintos años, discriminados por categoría tarifaria se expone a continuación, como así también, la evolución del total de clientes en la última década.

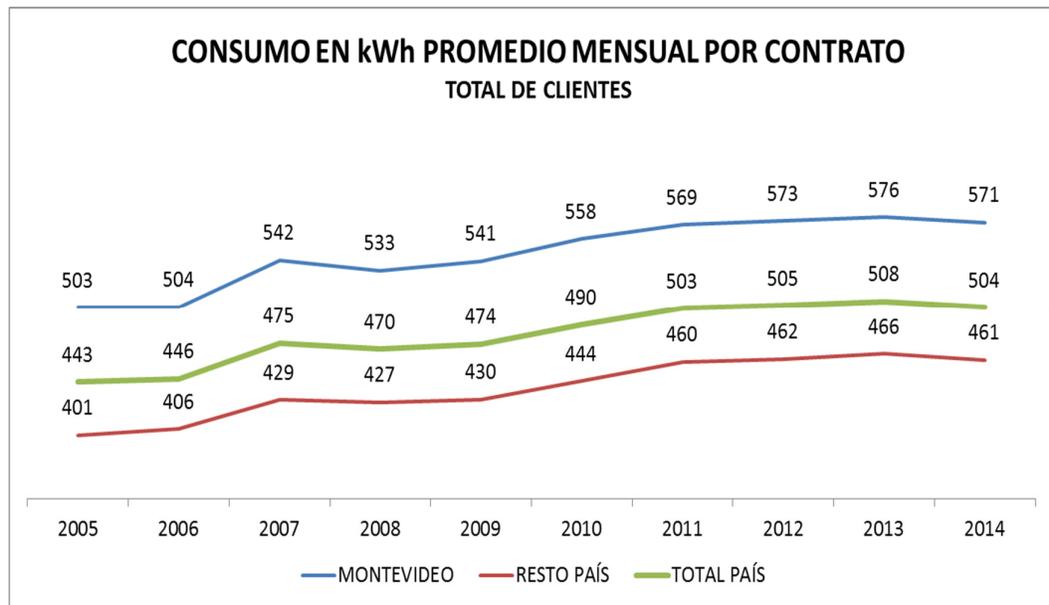
### CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

AÑO	GENERALES	RESIDENCIALES	ALUMBRADO PÚBLICO	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	ZAFRA ESTIVAL	TOTAL
2012	106.341	1.222.941	10.576	433	13.166	423	1.353.880
2013	108.530	1.244.475	10.577	433	13.507	464	1.377.986
2014	110.439	1.262.051	10.791	451	13.933	461	1.398.126



### VENTA PROMEDIO POR CLIENTE

En la gráfica siguiente se muestra la energía vendida promedio mensual por cliente en la última década, discriminado en Montevideo, Resto del País y Total del País, para el total de clientes.



## DEMANDA DE ENERGÍA

### ASPECTOS DETERMINANTES DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Las altas temperaturas medias registradas en el invierno, sumado a la desaceleración de la economía, explican el bajo crecimiento de la demanda en 2014, donde la máxima potencia fue un 5% inferior a la registrada en 2013.

La temperatura media del último invierno fue de 13,4°C, constituyéndose en el mayor registro de los últimos 20 años. Este fenómeno repercute en una disminución en el uso de calefacción, tanto a nivel de hogares como de empresas. La calefacción/refrigeración juega un papel preponderante en el consumo de energía eléctrica y en la potencia demandada. Se podría interpretar que el efecto temperatura, fue el mayor responsable de la caída de la demanda de energía en el tercer trimestre que se redujo 2,5%.

## GESTIÓN DE LA DEMANDA

### Plan Inteligente



Se realizó una nueva campaña del Plan Inteligente (tarifa doble horario residencial), al que adhirieron 5.514 clientes superando en más de un 10% el objetivo planteado.

Con las campañas realizadas desde el año 2009, el total de carga desplazada del horario de punta del sistema supera los 14 MW.

El porcentaje de energía consumida en punta, sobre el total de energía vendida en el segmento de clientes residenciales, ha sido del 25.2% al cierre del presente año.

La promoción asociada a la campaña otorgó los siguientes beneficios: la exoneración del cobro de la tasa de conexión, dos lámparas de bajo consumo, un timer y la Garantía de Ahorro (después de un año de aplicada la nueva tarifa, si la facturación resultara superior a la tarifa residencial simple, se efectivizaría la devolución de la diferencia).

La estrategia de comunicación externa fue mediante marketing directo, se comunicó a los clientes potenciales a través de diferentes canales.

### Plan Recambio de Termotanques



El 1º de setiembre comenzó la campaña del Plan Recambio de Termotanques, enmarcada en una política de facilitar la implantación de manera progresiva de las “Smart Grids” o Redes Inteligentes.

El Plan Recambio de Termotanques es un beneficio que se le brindó a los clientes que deseaban adquirir un termotanque eléctrico Clase A de 60 litros o más, consistente en una bonificación de \$1.000 (IVA incluido) en la factura de UTE. Se requirió la presentación del Bono de Eficiencia (adjunto al termotanque), conjuntamente con la factura de compra en cualquier

Oficina Comercial. Se aplicó independientemente de la tarifa o sector de actividad al que pertenecieran.

Los clientes residenciales que se adhirieron al Plan y contrataron la tarifa Doble Horario Residencial, obtuvieron una bonificación extra de \$ 500 teniendo un descuento total de \$1.500 (IVA incluido) por única vez en su factura.

La campaña realizada por UTE implicó la recepción de 2.799 bonos de eficiencia.

## Plan Solar



El Plan Solar se realizó en conjunto con Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (U.R.S.E.A), Dirección Nacional de Energía (D.N.E), Banco de Seguros del Estado (B.S.E) y Banco Hipotecario del Uruguay (B.H.U.). Su objetivo fue orientar e incentivar el uso de la Energía Solar Térmica en el Sector Residencial.

Este año para potenciar la difusión del plan se amplió la campaña digital. Al cierre del 2014 según información obtenida de la D.N.E. se llevaban instalados 1.305 calentadores de agua solar.

## NUEVOS SERVICIOS

### Servicio de Aplicación Móvil

Buscando complementar los servicios brindados a través de Telegestiones, Oficinas Comerciales, la página web y el servicio de SMS, UTE incorporó el Servicio de Aplicación Móvil.

Esta aplicación permite al cliente realizar diversas gestiones totalmente gratis desde cualquier teléfono inteligente o tableta, precargando la o las cuentas que desee gestionar.

Hoy se encuentran operativas las siguientes opciones:

- Realizar reclamo por falta de energía.
- Aportar la lectura (para servicios con una sola lectura).
- Solicitar detalle de deuda.
- Solicitar importe de deuda total.
- Solicitar envío duplicado de factura al domicilio.

Al cierre de 2014 se descargaron 15.308 aplicaciones.

## Las cosas que más te gustan

Se realizó el lanzamiento de un nuevo sitio web “Las cosas que más te gustan”, cuyo principal objetivo fue generar una comunicación más cercana del cliente con las opciones que UTE propone: Plan Inteligente, Plan Recambio de Termotanques y el Plan Solar.

Se diseñó una nueva campaña publicitaria en los medios.

## ACCIONES EN EL ÁMBITO EDUCATIVO Y LA COMUNIDAD

### Divulgación Escolar



El objetivo del Programa es concientizar a los niños sobre la relevancia que posee la eficiencia energética y el uso seguro de la energía, preservando el medio ambiente y el desarrollo sustentable. Se incorporó el “Álbum de la Energía”, primer álbum virtual de Latinoamérica.



Se visitaron 319 escuelas, alcanzando con el programa a 20.559 niños a través de 896 charlas.



UTEBUS es el primer ómnibus destinado a la difusión de la eficiencia energética diseñado y pensado para la educación interactiva con escolares; su interior se muestra como una vivienda donde se encuentran los diferentes ambientes de un hogar.

## TARIFAS

Se realizaron dos ajustes tarifarios; el primero, a partir del 1° de enero, que recogió un incremento medio de 7,36% y el segundo, desde el 1° de julio, de -5,5% en promedio, o sea, un ajuste medio total para el año 2014 del 1,46%. En ambas oportunidades se aplicaron aumentos diferenciales para las distintas Categorías Tarifarias, manteniendo la política establecida de adecuar gradualmente los precios a la estructura de costos de mediano plazo.

En este marco, se realizaron estudios de comparación entre tarifas y los 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.

La tarifa General Simple, que es la que se aplica a la mayoría de las medianas y pequeñas empresas, al igual que en los últimos años se ha ajustado en promedio menos que el valor medio tarifario, política que ha permitido reducir considerablemente la brecha existente entre esta tarifa y su costo relativo.

La tarifa Residencial Simple, prosiguió con la convergencia entre los precios del primer y el segundo escalón de energía, mientras que el precio del tercer escalón de energía se ajustó en un porcentaje mayor a la media de esta tarifa, no distorsionando la conveniencia de la Tarifa Doble Horario Residencial.

En la Tarifa de Consumo Básico Residencial se ha establecido un nuevo escalón de consumo a partir de los 351 kWh/mes, lo que permitió definir un adecuado incentivo al pasaje a la tarifa Residencial Simple, luego de superar los 230 kWh/mes.

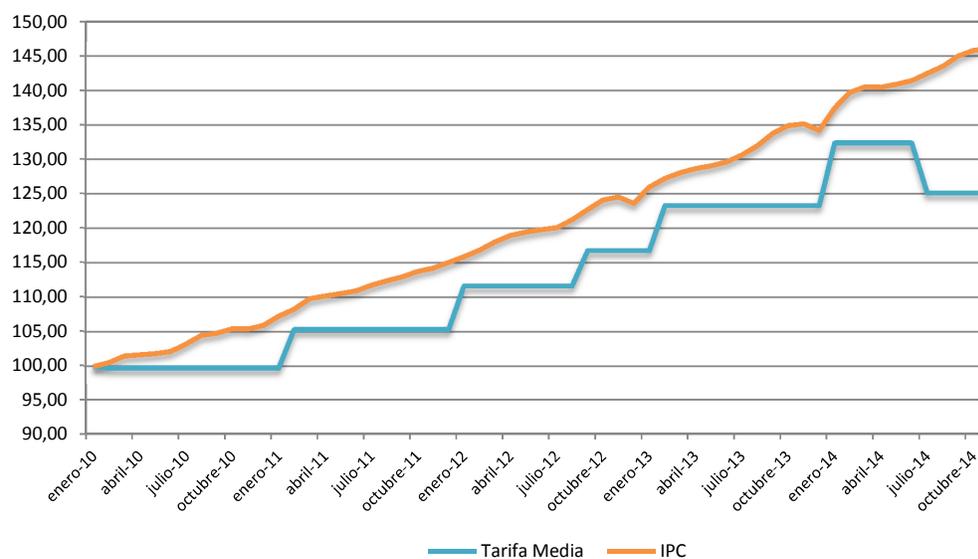
El ajuste promedio en las Tarifas Doble Horario (residencial y alumbrado público) fue superior al ajuste de las tarifas simples a los efectos de

alcanzar una mejor correspondencia con sus costos específicos, fundamentalmente en el precio de la energía fuera de punta. La empresa siguió promoviendo las denominadas Tarifas Inteligentes, adecuando en éstas, al igual que en el resto de las categorías tarifarias, la convergencia con los costos relativos.

En las tarifas triple horario, su tratamiento fue diferencial de acuerdo al nivel de tensión al cual están asociadas. Los mayores ajustes se dieron para los Medianos, Grandes Consumidores y Zafrales, en los niveles de tensión 31,5 kV, 60 kV y 150 kV. La correspondencia con los costos respectivos y la adecuación con los peajes, son los fundamentos de ello.

Los Medianos y Grandes Consumidores en Baja y Media Tensión hasta 22 kV, tuvieron un ajuste promedio menor que la media.

Como en años anteriores, los ajustes tarifarios acumulados se han mantenido por debajo de la inflación. En la gráfica siguiente se muestra la trayectoria que ha seguido la Tarifa Media de UTE y el IPC desde diciembre del año 2009 a diciembre de 2014.



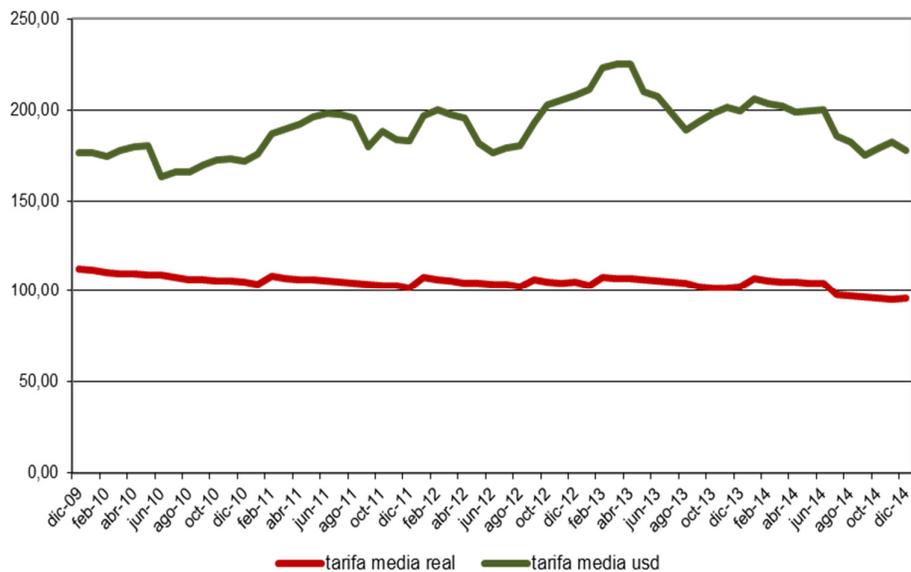
## EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

Si se considera la evolución de la Tarifa Media en los últimos 5 años (diciembre 2009 a diciembre 2014), se observa un comportamiento diferencial según se la mida en términos reales o respecto a la evolución del dólar americano.

La Tarifa Media en términos reales, ha tenido una leve baja en relación al nivel registrado al inicio del período, mientras que la Tarifa Media medida

en dólares, se ha mantenido en relación al nivel registrado al inicio del período, si bien su evolución respondió básicamente a la mayor volatilidad de la moneda extranjera. En el período diciembre 2009 a diciembre 2014, la moneda local se depreció un 24 % respecto al dólar estadounidense.

El gráfico siguiente muestra la evolución de ambas variables.



# GESTIÓN DE LOS RECURSOS

## RECURSOS INFORMÁTICOS

### Comunicación institucional

Se implantó el nuevo Sitio Web de UTE, portal que incluye la prestación UTEi permitiendo acceder a información sobre gestión, consumo, facturación y estado de los servicios, entre otros.

Para mejorar la gestión al cliente se implantaron nuevas aplicaciones.

Comenzó el trabajo en la Agenda Web que permitirá al Cliente pedir fecha y hora para su atención comercial.

### Facturación

Comenzó el servicio de operación del nuevo sistema de ensobrado de la factura de UTE.

Se implantó el sistema que permite la emisión y recepción de Comprobantes Fiscales Electrónicos de acuerdo con los requerimientos estipulados por la Dirección General Impositiva (DGI).

### Gestión de activos

En Trasmisión, en el marco del proyecto SiGMa, se extendió la implantación del nuevo sistema de Gestión de Activos (IBM Maximo® Enterprise Asset Management) a toda el área con el fin de lograr la mejora sostenible en la confiabilidad y disponibilidad de la red de trasmisión, gestionando los activos físicos en función de indicadores de desempeño.

### Aplicaciones para móviles

Utilizando el producto MobiControl se implementó una solución de administración de dispositivos móviles, que permite gestionar el inventario y la aplicación de políticas de seguridad facilitando las tareas de soporte técnico y actualización de los dispositivos.

### Red de transporte

Finalizaron las obras en Uruguay para la Conversora Melo, interconectando por fibra óptica las estaciones de San Carlos, Treinta y Tres y Melo.

## Red de telecomunicaciones para generadores distribuidos

Para la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se implementaron las comunicaciones de 8 generadores privados y el Parque Juan Pablo Terra de UTE. Se realizaron 30 proyectos para nuevos generadores.

## Centros de procesamiento de datos

La suscripción de un Convenio Marco con Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) permitirá la prestación de servicios de Data Center, por el cual ANTEL brindará el servicio de alojamiento a UTE en una sala de servidores de uso exclusivo y UTE suministrará la energía del Data Center en los términos que surgen del convenio.

## Seguridad de la información

La Política de Seguridad de Información de UTE fue actualizada, aprobándose una nueva versión que incorpora lineamientos para el uso de dispositivos móviles y de redes sociales.

## Credenciales de calidad

Tecnologías Informáticas y Tecnologías de Comunicación mantuvieron la certificación de sus Sistemas de Gestión de la Calidad, (ISO 9001:2008) cumpliendo con los requisitos de la Auditoría Externa.

Tecnologías de Comunicación mantuvo la certificación en Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional (SYSO), (OHSAS 18001:2007).

Ambos procesos han recibido la certificación nivel 3 en el modelo de Calidad con Equidad de Género.

## GESTIÓN HUMANA

Con foco en la mejora de la gestión, se trabajó en el Modelo de Gestión por Competencias y en la aplicación de Normas de Calidad.

La encuesta de satisfacción de clientes permitió identificar áreas en las que HUM se ha afianzado como socio estratégico y áreas que presentan oportunidades de mejora.

### Mejora continua

Se certificó el proceso de Liquidación de Haberes y se recertificó el proceso de Suministro de Infraestructura para Capacitación – Centro de Capacitación Técnica (CETEC) por la aplicación y el desarrollo continuo de un Sistema de Gestión de la Calidad según los requisitos de la norma ISO 9001:2008.

Por segundo año consecutivo se recibió el reconocimiento de la Organización que nuclea a las empresas en el tema de Responsabilidad Social Empresaria (DERES), a dichas prácticas, en este caso por la realización de la Muestra Artística de los funcionarios.

### Implantación de la nueva estructura organizativa

El análisis de más de 1.600 cargos de la nueva estructura organizativa de la empresa permitió establecer su equivalencia (correlación) con los cargos de la anterior. A tales efectos se crearon ámbitos de negociación UTE-AUTE en los casos en que fue necesario.

Se procesó la asignación a la nueva estructura organizativa con su remuneración ajustada a la nueva escala salarial, de más de 6.000 funcionarios.

### Inauguración del Centro de Capacitación Técnica Norte

El día 7 de octubre de 2014 se realizó la inauguración del Centro de Capacitación Norte, obra que forma parte del Convenio Marco de Cooperación UTE - ANEP.

Será el núcleo para el desarrollo de actividades de capacitación del funcionariado de la empresa y del curso Bachiller Técnico de Operación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión, dictado por UTU.

## Planificación de la Gestión Humana

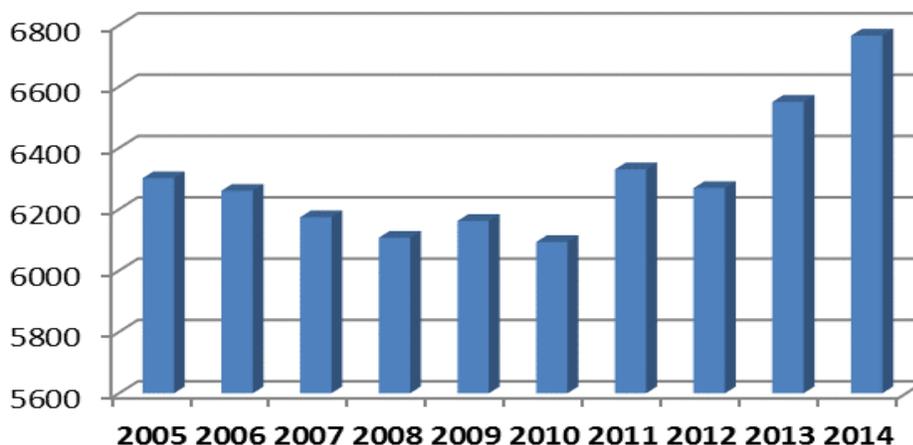
Se realizó la implementación del Cuadro de Mando Integral (CMI) de HUM. Esta herramienta permitió un seguimiento de la performance de los procesos de Gestión Humana.

## Selección y Promoción

A través de instrumentos de contratación internos y externos en el marco de las regulaciones vigentes, se gestionó la cobertura de vacantes. En 2014 ingresaron a UTE 356 funcionarios/as y 170 becarios/as. Se realizó la renovación de 137 becas del programa “Yo Estudio y Trabajo”.

A continuación se presenta la evolución de la plantilla desde el año 2005.

### **Evolución de la plantilla de funcionarios/as 2005 - 2014**



Al cierre del 2014 el personal de la empresa ascendió a 6.765.

## Formación

Se coordinaron 1.455 acciones formativas que totalizaron 12.878 inscripciones, con una inversión de 201.545 horas de capacitación. En promedio, cada funcionario/a asistió a 1,85 cursos.

## Salud y Bienestar Integral

En el ámbito de la medicina laboral se definió como Plan Estratégico la realización del chequeo ocupacional a la totalidad de la plantilla de UTE, con el fin de verificar la adecuación de todas las personas a su puesto de trabajo y de contribuir a preservar y mejorar su condición de salud.

Se realizaron en el presente año 5.733 chequeos ocupacionales, emitiéndose el Carné de Salud correspondiente.

En referencia a la seguridad e higiene en el trabajo se implementó un Protocolo de actuación en caso de accidente de trabajo grave o mortal.

Se realizó la difusión de la Ley 19.196 de Responsabilidad Penal del Empleador y del procedimiento de actuación asociado.

Se impartieron 207 cursos de Seguridad e Higiene en el trabajo.

Se formularon las “10 Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional” para aplicación a Empresas Contratadas.

Los datos de accidentabilidad arrojaron en 2014 una cifra de 237 accidentes de trabajo y los siguientes índices: Frecuencia 18,35, Gravedad 453,56 y Pérdida 8,32.

Frecuencia: Número de accidentes \*  $10^6$  / horas personas trabajadas.

Gravedad: Número de días perdidos \*  $10^6$  / horas personas trabajadas.

Pérdida: Frecuencia \* Gravedad / 1000.

Se atendió a través del Fondo de Solidaridad 101 casos relacionados con la salud del funcionariado o sus familiares directos, no amparados por el Ministerio de Salud Pública (MSP), las Instituciones de Asistencia Médica Colectiva (IAMC) ni el Fondo Nacional de Recursos (FNR).

Se otorgó un total de 2.761 becas de estudio para hijos e hijas del personal de UTE.

## UNIDADES PRODUCTIVAS DE APOYO

- Transformadores y montajes

En el ítem infraestructura, se destaca el nuevo laboratorio de ensayos de transformadores, único en el País, cuyo local de 500 metros cuadrados estará operativo para mediados de 2015. Permitirá hacer ensayos eléctricos hasta 500 KV, incrementando la capacidad de UTE para asegurar el servicio eléctrico.



- Fábrica de elementos de hormigón armado

Se fabricaron 6.787 columnas y elementos de hormigón, entre ellos 450 columnas de 18 m, satisfaciendo la demanda de Distribución y Trasmisión para sus líneas en todo el país.

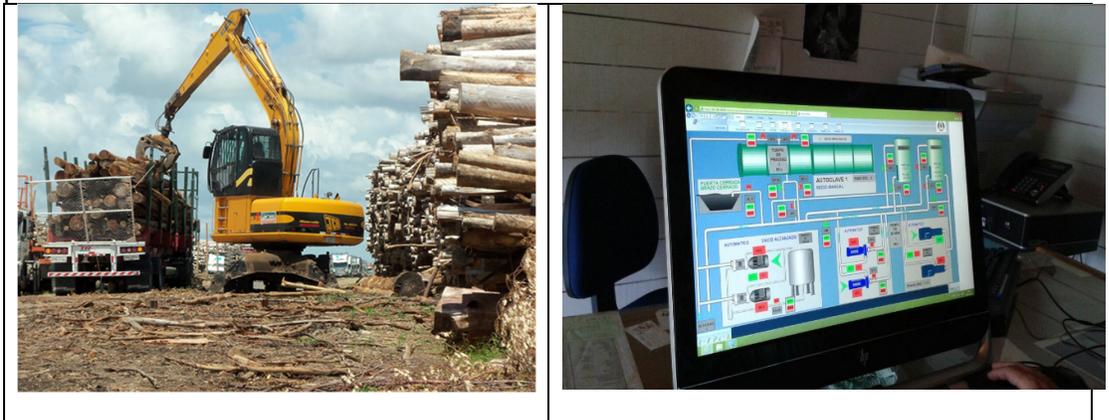
Se puso en funcionamiento una nueva planta automatizada para la fabricación de hormigón.

- Forestal

Se cumplió con la demanda de postes produciendo más de 45.000 postes impregnados de distintas medidas para ser utilizados en las líneas de Distribución.



Se culminó la automatización de las autoclaves de impregnación de postes. El nuevo sistema evita errores humanos, facilita la tarea, permite el control remoto de los procesos y mejora la calidad de los postes que salen de la planta.



- Sistemas de seguridad

Se destacan los siguientes hitos:

- Renovación de seguridad electrónica en estaciones de Trasmisión de Montevideo.
- Mantenimiento preventivo y correctivo de seguridad electrónica en locales y estaciones de UTE.
- Instalación de sistemas de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).

- Transporte

Se renovó la flota con la adquisición de 68 camionetas y 19 camiones.

Se completó la migración de más de 500 vehículos a la nueva plataforma de la aplicación Sistema de Control Vehicular (Sisconve), que permite la visualización de incidencias y recorridos de los vehículos.



- Planificación y ejecución de obras civiles

Se ejecutaron 67 obras, destacándose los proyectos y la dirección de obra de:

- Centro de Capacitación Norte en la ciudad de Paso de los Toros (Tacuarembó), cuya área de intervención alcanzó 3.900 m<sup>2</sup>.
- Reforma de 500 m<sup>2</sup> en el edificio correspondiente a Telecomunicaciones.
- Caminería de Punta del Tigre y acceso a zona de pescadores sobre la desembocadura del arroyo del Tigre.



- Laboratorio

La Acreditación del ensayo de Eficiencia Energética de calentadores eléctricos de agua de acumulación se mantuvo y comenzó la primera etapa de reensayo de calentadores eléctricos.

Se realizó la intercomparación internacional con la Asociación Americana de Ensayo de Materiales (The American Society of Testing Materials, ASTM), de gases disueltos y ensayos fisicoquímicos en aceites dieléctricos.

Terminó el desarrollo de las nuevas técnicas de ensayos:

- Pasivador en aceite dieléctrico (Norma IEC 60666)
- DBDS en aceite dieléctrico (Norma IEC 69697-1)
- Determinación de Azufre en combustibles (ASTM – D129).
- Ensayos relativos a los riesgos de incendio (UNIT-IEC 695-2-2)

Laboratorio culminó el desarrollo del “Patrón nacional para el soporte de calibración de instrumentos de medida de calidad de onda y medida de potencia y energía eléctrica bajo condiciones de ondas sinusoidales y distorsionadas”, y se elaboraron los procedimientos técnicos relacionados.

Se efectuó una Auditoria Técnica de pares, de acuerdo a la Norma ISO 17025, al Instituto Nacional de Metrología de Colombia.

## ECONOMICO-FINANCIERA

Los aspectos más significativos sobre la situación económica - financiera de UTE, son los siguientes:

La ganancia del ejercicio 2014 fue de \$ 10.491 millones, que traducidos a Dólares promedio (23,246) equivalen a U\$S 451 millones. Si lo comparamos con el resultado del ejercicio anterior, que arrojó una ganancia de U\$S 317 millones se verifica un aumento de U\$S 134 millones.

Considerando los Estados de Resultados de los Ejercicios 2013 y 2014 expresados en Dólares promedio de cada año, la mejora en el resultado se explica fundamentalmente por:

Millones de U\$S

Disminución venta mercado interno	(106,7)
Aumento en bonificaciones	(0,9)
Aumento de exportaciones	20,5
Disminución en otros ingresos de explotación	(2,8)
Aumento compra de energía	(42,4)
Disminución consumo de combustibles	267,0
Aumento en servicios y suministros	(58,8)
Disminución en gastos de personal	10,0
Aumento en resultados financieros netos	(39,3)
Disminución en previsión incobrables	35,8
Disminución resultados diversos	23,5
Disminución en I.R.A.E	42,6

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 106,7 millones (6,11%). En unidades físicas, hubo un aumento de 39,8 GWh, lo que implica un incremento del 0,47% con respecto al año 2013.

La evolución de las principales variables durante el ejercicio han sido:

- Variación de la Tarifa de U.T.E. (1,46%). (Enero +7,36% y Julio -5,5%)
- Incremento del I.P.C. (8,26%)
- Aumento del Tipo de Cambio promedio (13,5%).

Por tipo de sector, según la categoría tarifaria, las variaciones en unidades físicas fueron de 0,4% para el sector Residencial, para el sector No Residencial un 0,7% y -3,2% para el Alumbrado Público.

Las exportaciones a Argentina fueron superiores respecto al ejercicio anterior, pasando de 196 a 1.123 GWh en 2014; en términos de unidades monetarias los importes fueron U\$S 22 millones y U\$S 42 millones, respectivamente.

La compra de energía a Salto Grande fue superior en 332 GWh, lo que significa un aumento del 7% con respecto al año anterior. En cuanto a los montos, los mismos fueron U\$S 53 millones en el ejercicio 2013 y U\$S 38 millones en el ejercicio 2014.

Las compras a Brasil fueron inferiores a las del año 2013 (0,093 GWh en 2013 y 0,049 en 2014). Los montos fueron U\$S 7,133 miles en 2013 y U\$S 5,686 miles en 2014.

Hubo compras a generadores locales, siendo la más relevante la realizada a la empresa UPM, por un monto de U\$S 21 millones (U\$S 34,2 millones en 2013).

El consumo de combustibles fue inferior al del año anterior, pasando de U\$S 408 millones en 2013 a U\$S 141 millones, lo cual implica un decremento del 65,4%.

Los gastos en servicios y suministros fueron U\$S 58,8 millones más que en el ejercicio pasado. Los aumentos más significativos se observan en arrendamiento de equipos de generación U\$S 17,3 millones y otras primas de seguros, que comprende fundamentalmente el devengo del Seguro climático por U\$S 33,2 millones.

Los gastos de personal presentaron un incremento global de \$ 692 millones (10%). Si realizamos el análisis en dólares estadounidenses presentan una disminución de U\$S 10 millones con respecto al año anterior. Durante el ejercicio 2014 se otorgó un aumento salarial a partir del 01/01/2014 del 8,52%.

Los cargos financieros netos (pérdida) fueron U\$S 39,3 millones más que en el ejercicio anterior. Si bien hubo aumentos en los Intereses perdidos y en los Intereses ganados, así como disminución en Otros ingresos financieros y Otros gastos financieros, lo que explica la variación es la pérdida por diferencia de cambio (U\$S 34,2 millones) como consecuencia de la depreciación del Peso Uruguayo respecto del Dólar estadounidense, al tener UTE una posición pasiva de U\$S 215 millones.

Con respecto al gasto en IRAE, el 2014 presenta una ganancia de U\$S 46,8 millones frente a una ganancia de U\$S 4,2 en el ejercicio 2013. En el presente ejercicio se estimó un impuesto devengado de U\$S 35,3 millones, mientras que en el año 2013 no se generó IRAE a pagar. Asimismo, el IRAE diferido fue de U\$S 82,1 (crédito) frente a U\$S 4,2 (crédito) en el año anterior.

El patrimonio promedio de UTE en 2014 fue de U\$S 4.449,5 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 10,14%, (6,6% en el ejercicio 2013).-

La 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 en proceso de resolución en el futuro inmediato, fundamentalmente mediante la incorporación de inversiones de generación con energías renovables a través de inversión propia y de privados y la introducción del gas natural a Uruguay a través de la regasificadora que se construye en conjunto con ANCAP.

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

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Compra de Energía	493	132	210	323	126	169
Combustible	402	172	548	811	408	141
Arrend. Motores				17	83	99
Total	895	304	758	1.151	617	409

La deuda financiera (capital), en términos nominales tuvo una variación de U\$S 24 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2014 los U\$S 967 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 (sin incluir los Activos en concesión) se ubica en el entorno del 16,5%.

En el 2014 se concretaron aportes al Fondo de Estabilización Energética creado en la ley de presupuesto nacional aprobada en 2010. Entre el primer y segundo semestre del ejercicio se aportaron el equivalente a 151 millones de dólares, llevando el nivel del mismo a 305 millones de dólares al cierre del ejercicio.

En línea con los objetivos planteados de estabilizar los costos y administrar eficientemente la exposición a riesgos económicos y financieros asociados a acontecimientos no gestionados por UTE, se contrató en el mes diciembre 2013 y vigente hasta el 30 de junio de 2015 un Instrumento Derivado diseñado para actuar como un Seguro Climático dando cobertura por hasta U\$S 450 millones.

Teniendo en cuenta las lluvias verificadas durante el año 2014, el seguro no se disparó.

UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, los cuáles están financiando el proyecto de ciclo combinado en Punta del Tigre y en particular con CAF se mantiene un programa corporativo por 200 millones de dólares para el financiamiento de proyectos en la actividad de distribución. A su vez la Empresa continuó recurriendo al mercado de valores mediante la emisión de un instrumento de deuda nominado en unidades reajustables a 12 años de plazo por el equivalente a 100 millones de dólares. Dicha emisión se enmarca en las políticas financieras de la Empresa, ya que se trata de una financiación con plazos de repago que acompañan la vida útil de sus inversiones y a su vez la misma es realizada en unidades reajustables, moneda que se encuentra vinculada a los ingresos que obtiene la compañía. La emisión fue calificada AAA (Uy) por Fitch Ratings con una perspectiva estable.

El costo de endeudamiento en promedio tomando la tasa interna de retorno (TIR) del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, se ubica en el 3,147%. Asimismo, la duración de la deuda al 31 de diciembre de 2014 es de 71 meses.

Las inversiones ejecutadas alcanzaron la cifra de U\$S 453 millones, 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 2.000 millones.

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 esta 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 31/12/14. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 Puntos Básicos (PB) o caiga en 25 PB.

Los efectos para el próximo ejercicio medido en pesos al 31/12/14, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada se resumen en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	31.560.485
Escenario reducción de tasas	7.890.121	-

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:

Escenario 1: devaluación del 11,62% (2013: 13,89%) o escenario 2: devaluación del 8,21% (2013: 5,02%), del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar.

Los efectos, para el próximo ejercicio medidos en pesos al 31/12/14 son:

	Impacto moneda extranjera	
	2014	2013
Escenario 1: Devaluación		
Pérdida	608.684.554	992.009.461
Escenario 2:Devaluación		
Pérdida	430.228.821	358.670.087

Por lo expuesto, 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.

# PROYECCIÓN AL EXTERIOR

## CONSULTORÍA EXTERNA

Durante el presente año han participado en proyectos de consultoría y/o prestación de servicios, 252 profesionales y personal técnico de UTE, con diferentes porcentajes de afectación según los requerimientos de cada prestación.

## ACTIVIDAD INTERNA



Se llevó a cabo la auditoría anual de seguimiento del Sistema de Gestión de la Calidad a través del LSQA, siendo su resultado mantener el certificado de conformidad con la Norma ISO 9001:2008.

## ACTIVIDAD EXTERNA

Se destacan los principales contactos, propuestas, así como proyectos, actividades de mantenimiento y procesamiento informático y servicios diversos, desarrollados en el ámbito nacional e internacional.

## PROYECTOS

### Proyectos de ingeniería y mantenimientos

#### **Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca**

El objeto del Proyecto fue la Adecuación del Centro de Procesamiento de Datos, en lo referente a los sistemas de alimentación de energía eléctrica y de refrigeración y al equipamiento eléctrico y de comunicaciones interno.



Se continuó desde la finalización del Proyecto con el mantenimiento integral de la UPS y del Sistema de Refrigeración el Centro de Procesamiento de Datos.

#### **Rouar S.A. – Parque Eólico Artilleros**

El Proyecto se integró con el aporte de dos Técnicos de Control de Obras para participar en el equipo de trabajo de la empresa ROUAR S.A. para la construcción del Parque Eólico Artilleros, en la localidad de Colonia Rosendo Mendoza, Tarariras.

## **Fanapel**

Se continuó durante todo el año la prestación del servicio de mantenimiento mensual de la Estación de 150 kV de FANAPEL.

## Proyectos de gestión

### **Fundación Parque de Vacaciones UTE-ANTEL**

El objeto del proyecto fue efectuar el reconocimiento de la situación actual de obras, instalaciones y gestión del mantenimiento del Parque de Vacaciones y proponer planes de acción, que permitan mejorar la gestión de sus activos físicos.

Como resultado del proyecto, se entregó un “Diagnóstico y Planes de Acción” referidos a gestión del mantenimiento, activos industriales, activos de media tensión (MT) y baja tensión (BT). Se presentó propuesta para el asesoramiento en Gestión Ambiental.



### **Gas Sayago S.A.**

El objeto del conjunto de servicios que se prestan a este cliente, abarcan el apoyo profesional y técnico básicamente en las áreas de contabilidad, informática, telecomunicaciones y colaboración en la elaboración de una Política de Seguridad de la Información y su implementación.

## **Corte Electoral**

Durante el año 2014, se ha apoyado a la Corte Electoral en varias instancias, en el ámbito universitario y a nivel nacional: en las Elecciones Internas, Elecciones Nacionales y Balotaje.



## **Servicios diversos**

### **Servicios de mantenimiento informático**

Se continuó 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, Oficina Nacional del Servicio Civil, Banco de la República Oriental del Uruguay, Dirección Nacional de Aduanas, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y Ministerio de Relaciones Exteriores.



Se prestó servicio de mantenimiento de los sistemas informáticos SGO e interfaz K2B – SIIF al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

## CONTACTOS

Se han recibido diversos contactos de empresas que manifestaron su interés en contar con el asesoramiento de UTE – CONEX, destacándose lo más relevante a continuación.



En febrero se llevó a cabo en Quito - Ecuador la firma de un Convenio de Cooperación Técnica entre UTE y CELEC EP (Corporación Eléctrica del Ecuador – Empresas Públicas). El objeto de este Convenio es la Asistencia Técnica y el intercambio de experiencias e información técnica entre ambas empresas, relativos a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Se firmó un Acuerdo de Trabajo cuyo alcance es asesorar a CELEC EP para desarrollar un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información basado en la norma ISO/IEC 27001, tanto para los procesos de apoyo como los del núcleo del negocio.



La consultora CAPGEMINI solicitó colaboración profesional de personal de UTE con conocimiento del sistema de Gestión de Activos (Máximo) y el negocio de distribución eléctrica, para la elaboración de la oferta a presentar en la licitación convocada por EDENOR - Argentina para la implantación de un sistema de gestión de activos y de manejo de fuerza de trabajo. De resultar adjudicatario UTE participaría en la ejecución del proyecto en lo referente al componente “Manejo de Activos”.



El consorcio Ayesa- Informática el Corte Ingles, realizó una demostración del producto SAP GRP que han implantado en España y otros países de Latinoamérica. Se mantuvieron reuniones dado su interés de contar con la colaboración de UTE en la licitación del Ministerio de Economía y Finanzas para el desarrollo del nuevo Sistema Integrado de Información Financiera (SIIF 2).

### **Corte Electoral – Uruguay**

La Corte Electoral solicitó asesoramiento para la instalación de un sistema de planificación de recursos empresariales (Enterprise Resource Planning – ERP) para lo cual se elaboró una propuesta de colaboración profesional para la implantación de SAP y Outsourcing.



El Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET) solicitó colaboración en el proceso de transición a la nueva institucionalización del servicio, con énfasis en la elaboración del Reglamento para el funcionamiento de INUMET. Por otra parte se elaboró y presentó una propuesta para el asesoramiento en la instalación de un ERP.

# **INFORMACIÓN ECONÓMICA Y ESTADOS CONTABLES**

<b>ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO</b>			
<b>AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014</b>			
(En pesos uruguayos)			
	<b>Notas</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	<b>5.1</b>	6.467.514.111	5.324.092.515
Inversiones en otros activos financieros	<b>5.8</b>	720.344.234	29.853.365
Créditos por ventas	<b>5.2</b>	4.913.079.020	5.029.251.500
Otros créditos	<b>5.3</b>	3.822.831.344	2.258.001.359
Inventarios	<b>5.4</b>	3.794.921.650	2.916.893.748
<b>Total Activo corriente</b>		<b>19.718.690.359</b>	<b>15.558.092.488</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Bienes de uso	<b>Anexo</b>	109.737.336.649	99.341.178.982
Activos en concesión de servicios	<b>5.9.1</b>	16.230.741.456	-
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	<b>5.5</b>	9.900.537.996	7.812.854.595
- Otros créditos a largo plazo	<b>5.3</b>	985.760.817	3.103.225.150
Total créditos a largo plazo		10.886.298.813	10.916.079.745
Inventarios	<b>5.4</b>	2.745.490.594	2.943.613.459
Créditos por ventas	<b>5.2</b>	57.252.663	1.289.040.658
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras empresas	<b>5.6</b>	1.617.824.379	402.394.375
- Bienes en comodato	<b>5.7</b>	350.094.104	364.162.844
- Inversiones en otros activos financieros	<b>5.8</b>	3.303.535	5.585.237
Total inversiones a largo plazo		1.971.222.017	772.142.456
Activos biológicos		113.195.210	131.550.842
Valores en caución y en consignación		656.947	3.275.860
<b>Total Activo no corriente</b>		<b>141.742.194.350</b>	<b>115.396.882.002</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>161.460.884.709</b>	<b>130.954.974.489</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	<b>5.16</b>	<b>13.269.652.368</b>	<b>11.924.635.027</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Deudas comerciales	<b>5.10</b>	6.429.056.542	3.987.997.876
Deudas financieras	<b>5.11</b>	3.272.356.009	4.010.320.734
Deudas diversas	<b>5.12 y 5.14.1</b>	3.621.804.134	2.649.988.065
Pasivo por concesión de servicios	<b>5.9.2</b>	826.863.246	-
Previsiones	<b>5.13 y 5.14.2</b>	408.726.736	436.667.137
<b>Total Pasivo corriente</b>		<b>14.558.806.666</b>	<b>11.084.973.812</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Deudas financieras	<b>5.11</b>	22.798.026.409	18.577.786.535
Deudas diversas	<b>5.12 y 5.14.1</b>	3.705.880.330	1.987.658.892
Pasivo por concesión de servicios	<b>5.9.2</b>	15.403.878.210	-
Previsiones	<b>5.13 y 5.14.2</b>	519.030.669	491.598.025
<b>Total Pasivo no corriente</b>		<b>42.426.815.618</b>	<b>21.057.043.453</b>
<b>Total Pasivo</b>		<b>56.985.622.284</b>	<b>32.142.017.264</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital	<b>5.15</b>	3.357.834.929	3.206.575.892
Ajustes al patrimonio	<b>5.15</b>	80.737.855.374	80.737.855.374
Reserva por conversión	<b>5.15</b>	35.741.937	(1.014.101)
Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	<b>5.15</b>	(6.847.365.123)	(3.191.612.731)
Ganancias retenidas	<b>5.15</b>		
- Reservas		16.256.883.078	16.256.883.078
- Resultados de ejercicios anteriores		442.335.320	(4.693.420.662)
- Resultado del ejercicio		10.490.649.914	6.490.615.982
<b>Patrimonio atribuible a controladora</b>		<b>104.473.935.429</b>	<b>98.805.882.833</b>
<b>Patrimonio atribuible a interés minoritario</b>		<b>1.326.996</b>	<b>7.074.392</b>
<b>Total Patrimonio</b>		<b>104.475.262.425</b>	<b>98.812.957.225</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>161.460.884.709</b>	<b>130.954.974.489</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	<b>5.16</b>	<b>13.269.652.368</b>	<b>11.924.635.027</b>

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 2014**

(En pesos uruguayos)			
	<b>Notas</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ingresos operativos	<b>6.1</b>		
Venta de energía eléctrica local		38.092.530.539	35.747.285.356
Venta de energía eléctrica al exterior		981.397.118	444.782.770
		39.073.927.657	36.192.068.125
<b>Bonificaciones</b>	<b>6.1</b>	<b>(564.123.384)</b>	<b>(476.654.020)</b>
Ingresos operativos netos		38.509.804.273	35.715.414.106
<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>6.1</b>	<b>551.328.476</b>	<b>542.588.497</b>
Total de ingresos de explotación		39.061.132.750	36.258.002.603
Costos de explotación	<b>6.2</b>	<b>(20.548.495.216)</b>	<b>(21.573.402.845)</b>
<b>Resultado de explotación</b>		<b>18.512.637.534</b>	<b>14.684.599.758</b>
Gastos de administración y ventas	<b>6.2</b>	<b>(7.136.008.312)</b>	<b>(7.188.030.232)</b>
Resultados diversos			
Ingresos varios	<b>6.1</b>	912.552.934	1.156.649.168
Gastos varios	<b>6.2</b>	<b>(1.156.186.952)</b>	<b>(1.578.431.735)</b>
		(243.634.019)	(421.782.567)
Resultados financieros	<b>6.3</b>	<b>(1.914.465.148)</b>	<b>(786.390.119)</b>
<b>Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta</b>		<b>9.218.530.056</b>	<b>6.288.396.839</b>
Impuesto a la renta	<b>5.5</b>	1.266.372.462	198.629.093
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b>10.484.902.518</b>	<b>6.487.025.932</b>
Resultado atribuible a controladora		10.490.649.914	6.490.615.982
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(5.747.396)	(3.590.051)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b>10.484.902.518</b>	<b>6.487.025.932</b>
El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.			

<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO</b>			
<b>EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014</b>			
(En pesos uruguayos)			
	<b>Notas</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
<b>1) Flujo de efectivo por actividades operativas</b>			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		10.490.649.914	6.490.615.982
Resultado del ejercicio atribuible a accionistas minoritarios		(5.747.396)	(3.590.051)
Ajustes:			
Amortización de bienes de uso y en comodato		5.370.452.856	4.829.570.815
Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		(468.478.143)	(589.378.037)
Diferencia de cambio rubros no operativos		2.199.432.850	1.626.349.766
Impuesto a la renta diferido		(2.087.683.401)	(198.711.893)
Provisión impuesto a la renta		821.310.939	82.800
Provisión impuesto al patrimonio		1.235.468.828	1.160.131.558
Resultado por inversiones a largo plazo		7.219.280	40.089.272
Resultado por instrumentos financieros derivados		56.744.204	(46.897.307)
Resultado por activos biológicos		18.355.631	53.793.645
Resultado por venta de bienes de uso y bienes desafectados		(6.946.739)	(3.528.566)
Ajuste previsión juicios		(23.300.624)	188.496.284
Ajuste previsión 200 kWh		31.910.584	(49.257.147)
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		(72.204.949)	155.195.402
Provisión de incentivo por retiro		26.949.904	290.071.520
Provisión arrendamiento de equipos de generación		180.996.133	228.064.845
Provisión penalizaciones URSEA		(23.834.478)	94.200.000
Comisiones de compromiso devengadas		31.813.007	16.881.440
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		815.652.955	621.540.673
Pérdida por deudores incobrables		(130.937.157)	617.531.688
Pérdida por deterioro centrales térmicas Calcaño y Maldonado		35.134.219	-
Intereses letras de regulación monetaria		(12.076.512)	(22.889.653)
Intereses préstamo Gas Sayago S.A.		(4.298.695)	-
Aportes de clientes para electrificación rural		(166.236.869)	(173.854.047)
Bajas de bienes de uso		96.770.378	123.308.926
Otros gastos devengados no pagados		2.800.340	-
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		18.419.917.060	15.447.817.915
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		1.277.352.240	(1.371.997.232)
Otros créditos		(2.563.094.152)	(2.534.141.019)
Valores en caución y en consignación		2.618.913	(166.700)
Inventarios		(607.700.088)	(427.346.100)
Deudas comerciales		1.027.961.209	(1.579.023.037)
Deudas diversas		(84.170.398)	254.768.990
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		17.472.884.785	9.789.912.817
Impuesto a la renta pagado		(187.480)	(118.100)
Efectivo proveniente de actividades operativas		17.472.697.305	9.789.794.717
<b>2) Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>			
Altas de bienes de uso	<b>4.23</b>	(10.233.217.262)	(6.048.770.088)
Anticipos para compras de bienes de uso		(71.421.143)	(1.422.601.971)
Paño de obras en curso realizadas en ejercicios anteriores		(1.416.672)	(88.255.748)
Cobro por venta de bienes de uso y desafectados		8.884.747	4.540.703
Cobro intereses obligaciones negociables Piedra del Águila		528.945	609.313
Cobro capital obligaciones negociables Piedra del Águila		1.511.268	-
Compra letras de regulación monetaria		(258.123.488)	(568.049.247)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		270.200.000	590.938.900
Aporte de capital en inversiones a L/P	<b>4.23</b>	(1.191.236.810)	(79.404.121)
Venta de acciones de ROUAR S.A. a Electrobras		-	173
Préstamo a ROUAR S.A.		-	(317.260.130)
Cobro préstamo a ROUAR S.A.		-	136.123.476
Préstamo a Gas Sayago S.A.		(103.230.500)	-
Cobro préstamo a Gas Sayago S.A.		253.006.000	-
Cobro intereses préstamo a Gas Sayago S.A.		5.675.492	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(11.318.839.424)	(7.792.128.741)
<b>3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>			
Aporte al fondo de estabilización energética	<b>5.15</b>	(3.655.752.392)	(3.258.297.009)
Anticipo FOCEM Interconexión Uruguay-Brasil	<b>5.12</b>	69.644.346	465.143.410
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	<b>5.15</b>	(1.354.860.000)	(1.158.000.000)
Paños deudas financieras		(6.325.987.923)	(5.023.650.115)
Nuevas deudas financieras		7.291.587.974	6.170.567.242
Paños de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(672.712.645)	(598.953.453)
Paños de comisiones de compromiso		(32.525.265)	(13.964.935)
Paños de otros gastos de préstamos		(62.533.760)	(55.804.099)
Paños de instrumentos financieros derivados		(46.856.938)	(46.376.595)
Efectivo aplicado a actividades de financiamiento		(4.789.996.602)	(3.519.335.554)
<b>4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>			
		1.363.861.279	(1.521.669.579)
<b>5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo</b>			
Ajuste saldo inicial por Disponibilidades de ROUAR S.A.	<b>4.23</b>	5.353.705.503	6.285.997.390
Saldo inicial ajustado del efectivo y equivalentes de efectivo		-	(345)
		5.353.705.503	6.285.997.045
<b>6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes</b>			
		468.478.143	589.378.037
<b>7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo</b>			
	<b>4.23</b>	7.186.044.926	5.353.705.503
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 2014									
(En pesos uruguayos)									
	Notas	Capital y Ajustes al patrimonio	Reserva por conversión	Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	Reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a interés minoritario	Patrimonio total
<b>Saldos iniciales al 01.01.13</b>		<b>83.845.064.777</b>	-	<b>147.715.965</b>	<b>16.277.406.179</b>	<b>(3.555.943.763)</b>	<b>96.714.243.158</b>	<b>10.664.443</b>	<b>96.724.907.601</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>									
Aportes OPP a capitalizar	5.15	99.366.489					99.366.489		99.366.489
Otras reservas	5.15				(20.523.101)	20.523.101	-		-
Reserva por conversión ROUAR S.A.	5.15		(1.014.101)				(1.014.101)		(1.014.101)
Ajuste cobro fondo estab. energética	5.15			(81.031.687)			(81.031.687)		(81.031.687)
Aporte al fondo estab. energética	5.15			(3.258.297.009)			(3.258.297.009)		(3.258.297.009)
Versión de resultados	5.15					(1.158.000.000)	(1.158.000.000)		(1.158.000.000)
Resultado del ejercicio						6.490.615.982	6.490.615.982	(3.590.051)	6.487.025.931
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>99.366.489</b>	<b>(1.014.101)</b>	<b>(3.339.328.696)</b>	<b>(20.523.101)</b>	<b>5.353.139.083</b>	<b>2.091.639.675</b>	<b>(3.590.051)</b>	<b>2.088.049.623</b>
<b>Saldos finales al 31.12.13</b>		<b>83.944.431.266</b>	<b>(1.014.101)</b>	<b>(3.191.612.731)</b>	<b>16.256.883.078</b>	<b>1.797.195.320</b>	<b>98.805.882.833</b>	<b>7.074.392</b>	<b>98.812.957.225</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>									
Aportes OPP a capitalizar	5.15	151.259.037					151.259.037		151.259.037
Aporte al fondo estab. energética	5.15			(3.655.752.392)			(3.655.752.392)		(3.655.752.392)
Reserva por conversión ROUAR S.A.	5.15		36.756.037				36.756.037		36.756.037
Versión de resultados	5.15					(1.354.860.000)	(1.354.860.000)		(1.354.860.000)
Resultado del ejercicio						10.490.649.914	10.490.649.914	(5.747.396)	10.484.902.518
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>151.259.037</b>	<b>36.756.037</b>	<b>(3.655.752.392)</b>	-	<b>9.135.789.914</b>	<b>5.668.052.596</b>	<b>(5.747.396)</b>	<b>5.662.305.200</b>
<b>Saldos finales al 31.12.14</b>		<b>84.095.690.303</b>	<b>35.741.937</b>	<b>(6.847.365.123)</b>	<b>16.256.883.078</b>	<b>10.932.985.234</b>	<b>104.473.935.429</b>	<b>1.326.996</b>	<b>104.475.262.425</b>
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 2014

(En miles de pesos Uruguayos)																			
Bienes de uso general	Producción				Transmisión			Distribución			Comercial		Obras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso			
	Térmica	Hidráulica	Eléctrica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables					Estaciones y otros	Total Comercial	
<b>Valor bruto al 31.12.13</b>	15.934.025	15.182.184	22.223.202	1.840.561	39.245.947	23.029.253	22.828.592	45.873.845	60.724.928	27.253.048	2.559.451	90.537.426	1.463.401	4.443.716	5.907.117	2.686.565	264.168.522	16.734.832	280.903.354
Adquisición	1.043.295	427.201	504	2.420.416	2.488.121	470.356	1.904.592	1.975.289	1.807.408	475.566	33.911	3.516.886	-	182.913	182.913	-	2.765.768	13.663.777	21.433.546
Capitalizaciones en curso	(193.488)	-	(303)	-	(193)	-	(93.545)	(93.545)	(24.447)	(3.207)	-	(28.653)	-	-	-	-	(28.653)	(15,330.261)	(15,330.261)
Revaluaciones	(1.418)	-	-	-	-	-	1.192	1.192	(489)	715	-	226	-	-	-	-	(28,809)	(502,761)	(160,796)
Bajas	(35.136)	-	-	(35.136)	-	-	-	-	(28.849)	(3,520)	-	(24,870)	-	-	-	-	(29,609)	(6,500)	(166,503)
<b>Valor bruto al 31.12.14</b>	<b>16.622.419</b>	<b>15.574.250</b>	<b>22.223.409</b>	<b>4.266.977</b>	<b>42.858.632</b>	<b>23.499.610</b>	<b>24.241.170</b>	<b>47.740.780</b>	<b>61.686.551</b>	<b>27.724.456</b>	<b>2.593.362</b>	<b>92.004.408</b>	<b>1.463.401</b>	<b>4.626.633</b>	<b>6.090.034</b>	<b>2.860.923</b>	<b>211.376.297</b>	<b>24.851.468</b>	<b>236.227.765</b>
<b>Adquisición acum. al 31.12.14</b>	14.675.157	5.413.314	6.326.163	749.592	12.489.669	16.324.516	14.805.862	31.130.378	37.293.680	19.032.659	1.710.208	58.036.547	1.082.001	2.318.551	3.401.452	1.829.992	121.562.595	-	121.562.595
Amortizaciones	431.914	787.139	979.760	66.461	1.833.360	386.876	410.286	777.162	1.042.838	854.065	34.062	1.930.864	16.238	174.364	190.602	192.382	5.356.394	-	5.356.394
Bajas	(120.126)	-	-	-	-	-	(72.319)	(72.319)	(4.800)	(373)	-	(5.179)	-	-	-	-	(18,800)	(428,551)	-
Revaluaciones	(608)	-	-	-	-	-	408	408	(7)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Adquisición acum. al 31.12.14</b>	<b>14.771.528</b>	<b>6.200.453</b>	<b>7.305.923</b>	<b>816.054</b>	<b>14.322.429</b>	<b>16.691.393</b>	<b>15.145.221</b>	<b>31.836.614</b>	<b>38.331.703</b>	<b>19.886.360</b>	<b>1.744.270</b>	<b>59.062.333</b>	<b>1.099.139</b>	<b>2.492.915</b>	<b>3.592.054</b>	<b>2.005.473</b>	<b>126.490.428</b>	-	<b>126.490.428</b>
<b>Valores netos al 31.12.14</b>	<b>5.850.894</b>	<b>9.373.797</b>	<b>14.917.482</b>	<b>3.444.923</b>	<b>27.726.203</b>	<b>6.808.217</b>	<b>9.095.949</b>	<b>12.904.166</b>	<b>23.354.848</b>	<b>7.838.136</b>	<b>849.092</b>	<b>32.042.076</b>	<b>364.262</b>	<b>2.133.718</b>	<b>2.497.980</b>	<b>854.550</b>	<b>84.885.869</b>	<b>24.851.468</b>	<b>109.737.337</b>
<b>Valor bruto al 31.12.12</b>	19.504.954	15.739.451	22.214.344	1.852.662	39.446.477	22.999.364	22.998.357	45.597.721	59.560.901	26.866.533	2.541.436	88.948.870	1.463.401	4.442.002	5.905.403	2.616.036	202.033.466	12.834.201	214.867.667
Adquisición	473.823	96.867	8.808	2	383.747	29.890	210.580	280.478	1.164.025	450.746	18.814	1.632.787	-	1.714	1.714	70.530	2.541.066	5.172.100	8.713.166
Capitalizaciones en curso	(64.294)	(260.155)	-	(12.123)	(396.375)	-	(353)	(353)	-	(44.340)	-	(44,340)	-	-	-	-	(39,612)	(2,270.885)	(2,270,885)
Revaluaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,733)	(1,733)
<b>Valor bruto al 31.12.13</b>	<b>19.934.028</b>	<b>15.182.185</b>	<b>22.223.202</b>	<b>1.840.562</b>	<b>39.245.949</b>	<b>23.029.254</b>	<b>22.828.593</b>	<b>45.857.847</b>	<b>60.724.928</b>	<b>27.253.041</b>	<b>2.559.450</b>	<b>90.537.417</b>	<b>1.463.401</b>	<b>4.443.716</b>	<b>5.907.117</b>	<b>2.686.565</b>	<b>204.168.021</b>	<b>16.734.832</b>	<b>220.903.774</b>
<b>Adquisición acum. al 31.12.13</b>	14.203.693	4.985.888	5.794.767	694.773	11.475.408	15.953.105	14.357.925	30.311.030	36.252.542	18.193.535	1.664.484	56.110.561	1.064.539	2.112.028	3.176.567	1.653.461	117.020.740	-	117.020.740
Amortizaciones	425.230	630.202	531.396	66.464	1.214.902	373.413	448.165	819.578	1.041.138	866.481	45.723	1.953.342	18.382	206.523	224.885	176.531	4.813.630	-	4.813.630
Bajas	(43.767)	(188.776)	-	(11.646)	(200.422)	-	(227)	(227)	-	(27,398)	-	(27,398)	-	-	-	-	-	-	(27,398)
Revaluaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Adquisición acum. al 31.12.13</b>	<b>14.675.158</b>	<b>5.413.314</b>	<b>6.326.163</b>	<b>749.591</b>	<b>12.489.668</b>	<b>16.324.518</b>	<b>14.805.863</b>	<b>31.130.381</b>	<b>37.293.680</b>	<b>19.032.658</b>	<b>1.710.207</b>	<b>58.036.545</b>	<b>1.082.001</b>	<b>2.318.551</b>	<b>3.401.452</b>	<b>1.829.993</b>	<b>121.562.595</b>	-	<b>121.562.595</b>
<b>Valores netos al 31.12.13</b>	<b>5.258.870</b>	<b>9.768.871</b>	<b>15.897.039</b>	<b>1.090.971</b>	<b>26.756.281</b>	<b>6.704.736</b>	<b>8.022.730</b>	<b>14.727.466</b>	<b>23.471.248</b>	<b>8.220.383</b>	<b>849.243</b>	<b>32.500.872</b>	<b>380.200</b>	<b>2.125.165</b>	<b>2.505.662</b>	<b>856.572</b>	<b>82.606.216</b>	<b>16.734.832</b>	<b>99.341.078</b>

**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE**  
**DE 2014**

**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, trasmisión, 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, trasmisión, 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 puesta a disposición del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.886 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. Existen además en el país otros agentes productores térmicos y eólicos. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2014 fue de 1.839 MWh ocurrida el 30 de diciembre.

Las principales actividades del Ente y de sus subsidiarias 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 Convertora 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 \$ 93.805.130 que representa un 98,61% del total de los títulos accionarios emitidos al cierre.

Al cierre del ejercicio las obras en la convertora se encontraban sustancialmente culminadas, restando la finalización de las obras de tendido eléctrico a ser ejecutada por UTE y Eletrobras a efectos de que la misma quede en condiciones operativas.

### **1.3 AREAFLIN S.A. (sociedad en fase preoperativa)**

En el primer semestre del ejercicio 2013 UTE adquirió la totalidad de acciones de AREAFLIN S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos. A la fecha de cierre del ejercicio la sociedad aún no había iniciado actividades.

### **1.4 SOLFIRAL S.A. (sociedad en fase preoperativa)**

En el primer semestre de 2014 UTE adquirió la totalidad de acciones de SOLFIRAL S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos. A la fecha de cierre del ejercicio la sociedad aún no había iniciado actividades.

## **NOTA 2 ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS**

Los presentes estados contables han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el 19 de marzo de 2015.

## **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 (con sus modificaciones posteriores). 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.

La Ley N° 17.040 del 11/11/98, dispuso que "Las empresas públicas o de propiedad estatal, con actividad comercial e industrial, publicarán su balance general, expresado en los estados de situación patrimonial y de resultados, confeccionados conforme a lo dispuesto por los artículos 88 a 92 de la Ley N° 16.060, del 4 de setiembre de 1989, antes de un año de vencido el ejercicio contable".

Al respecto, el artículo 91 de la Ley N° 16.060 dispuso que "La reglamentación establecerá las normas contables adecuadas a la que habrán de ajustarse los estados contables de las sociedades comerciales".

La norma reseñada fue reglamentada por los Decretos del Poder Ejecutivo N° 103/91, 266/07, 99/09, 538/09, 37/10, 104/12 y 291/14.

El Decreto N° 266/07, el cual rige hasta el 31/12/14, 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° 37/10 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.

Hasta el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011, los estados contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación en aplicación del Decreto N° 99/09 del 27/02/09. El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art. 4° del referido decreto.

El Decreto N° 104/12 del 10/04/12 dejó sin efecto la aplicación preceptiva del ajuste por inflación de los estados contables. Dentro de los “considerandos” del nuevo decreto se establece que el actual contexto económico nacional, caracterizado por la consolidación de bajos niveles de inflación a lo largo de un extenso período, desindexación general de la economía y participación creciente del crédito y la determinación de los precios en moneda nacional, configuran condiciones objetivas que hacen innecesaria la aplicación obligatoria de una norma destinada, como su nombre lo indica, a regular la información contable en economías hiperinflacionarias. Por su parte, el Tribunal de Cuentas, en resolución adoptada el 14/11/12 eliminó la exigencia de efectuar el ajuste por inflación, derogando y/o modificando numerales de la Ordenanza N° 81, y derogando la resolución del 16/4/09. Por consiguiente, a partir del ejercicio 2012 se dejó de efectuar dicho ajuste en los estados contables del Grupo.

El Decreto N° 291/14 del 14/10/14 establece que los estados contables correspondientes a períodos que comiencen a partir del 1° de enero de 2015 deben ser obligatoriamente formulados cumpliendo la Norma Internacional de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para PYMES) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB – International Accounting Standards Board) a la fecha de emisión del decreto y publicados en la página web de la Auditoría Interna de la Nación, salvo para las entidades comprendidas en el Decreto N° 124/11 y las entidades excluidas por la sección 1 de las NIIF para PYMES. La norma aplicable a las entidades exceptuadas por el Decreto N° 291/14, en aplicación del Decreto N° 124/11, corresponde a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

UTE en su calidad de ente autónomo está expresamente excluido del alcance del Decreto N° 124/11; sin embargo en aplicación de la excepción prevista en el Decreto N° 291/14 en lo que refiere al no cumplimiento de las características previstas por la sección 1 de las NIIF para PYMES, en los estados contables correspondientes a períodos que comiencen a partir del 1° de enero de 2015 deberá obligatoriamente cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo ha aplicado las disposiciones del Decreto N° 266/07.

Las inversiones en negocios conjuntos se encuentran valuadas al valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo establecido por el Decreto N° 538/009.

### 3.2 Bases de consolidación

Los presentes estados contables consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias ISUR S.A., AREAFILIN S.A. y SOLFIRAL S.A. (conjuntamente referidas como "el Grupo"), en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control. La participación actual de UTE en ISUR S.A. es del 98,61%, teniendo la propiedad del 100% de acciones de AREAFILIN S.A. y SOLFIRAL S.A.

Dichos estados contables han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIC 27 – Estados contables consolidados y separados.

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 los presentes estados contables, nuevas normas, interpretaciones y modificaciones a las normas han sido emitidas por el IASB pero no son efectivas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 y no han sido aplicadas al preparar los presentes estados contables, debido a que no son considerados como normas contables adecuadas de carácter obligatorio de acuerdo a la normativa vigente en Uruguay.

A continuación se resumen las principales normas emitidas y/o modificadas:

	<b>Norma</b>	<b>Vigencia</b>
Enmiendas a la NIIF 7	Revelaciones – Transferencias de activos financieros	01/07/2011
NIIF 9	Instrumentos financieros	01/01/2018
NIIF 10	Estados financieros consolidados	01/01/2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	01/01/2013
NIIF 12	Revelaciones de intereses en otras entidades	01/01/2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	01/01/2013
NIIF 15	Ingresos provenientes de contratos de clientes	01/01/2017
NIC 1 (revisada en 2007)	Presentación de los estados financieros	01/01/2009
Enmiendas a la NIC 1 (2010)	Presentación de los estados financieros	01/01/2011
Enmiendas a la NIC 1 (2011)	Presentación de los estados financieros	01/01/2012
Enmiendas a la NIC 20 (2008)	Subvenciones del gobierno	01/01/2009
NIC 23 (revisada en 2007)	Costos por préstamos	01/01/2009
Enmiendas a la NIC 24 (2009)	Información a revelar sobre partes relacionadas	01/01/2011
CINIIF 21	Gravámenes del Gobierno	01/01/2014

Las enmiendas a la NIIF 7 aumentan los requisitos de divulgación de transacciones que impliquen transferencias de activos financieros. Estas enmiendas tienen por objeto proporcionar mayor transparencia en torno a la exposición al riesgo cuando un activo financiero se transfiere, pero la cedente conserva cierto nivel de exposición continuada en el activo. Las enmiendas también requieren revelaciones cuando las transferencias de activos financieros no están distribuidas uniformemente durante todo el período.

La NIIF 9 publicada en noviembre de 2009, introduce nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. La NIIF 9 modificada en octubre de 2010, incluye los requisitos para la clasificación y medición de los pasivos financieros y baja en cuentas.

Los requisitos fundamentales de la NIIF 9 se describen a continuación:

- La NIIF 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que están dentro del alcance de la NIC 39 (Instrumentos financieros: reconocimiento y medición) sean medidos a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, las inversiones en instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es recoger los flujos de efectivo contractuales y que tienen flujos de efectivo contractuales que son exclusivamente pagos de principal e intereses sobre el capital pendiente, son generalmente medidos al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Todas las otras inversiones en instrumentos financieros de deudas o de capital son medidas a su valor razonable al final de los períodos contables posteriores.
- El efecto más significativo de la NIIF 9 en relación con la clasificación y medición de los pasivos financieros se refiere a la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financiero (designados al valor razonable con cambios en resultados) atribuible a cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo. Específicamente, para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, la cantidad de cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo de crédito propio se presenta fuera del resultado del ejercicio, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otros ingresos integrales creara o ampliara un descalce contable en el resultado. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados a resultados. Anteriormente, en la NIC 39, la totalidad del monto de la variación en el valor razonable del pasivo financiero designado como a valor razonable con cambios en resultados se presentaba en el resultado.

La NIIF 10 reemplaza partes de la NIC 27 (Estados financieros consolidados y separados) que tratan sobre los estados financieros consolidados. La SIC 12 (Consolidación – Entidades de cometido específico) ha sido derogada como consecuencia de la emisión de la NIIF 10. Bajo la NIIF 10, existe una única base para la consolidación, que es el control. Adicionalmente, incluye una nueva definición de control que contiene tres elementos: a) poder sobre la inversión, b) exposición, o derechos, para influir en la variabilidad de los retornos a raíz del relacionamiento con la inversión y c) la habilidad de utilizar su poder sobre la inversión para afectar el monto del retorno de los inversores. Existen guías adicionales que han sido agregadas por la NIIF 10 para manejar escenarios complejos.

La NIIF 11 reemplaza la NIC 31 (Participaciones en negocios conjuntos). La NIIF 11 describe cómo debe clasificarse un acuerdo en el que dos o más entidades tienen el control conjunto. La SIC 13 (Entidades controladas conjuntamente – Aportaciones no monetarias de los participantes) ha sido derogada a raíz de la

emisión de la NIIF 11. Bajo la NIIF 11, los negocios conjuntos son clasificados como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes incluidas en los acuerdos. En contraste, bajo la NIC 31, existen tres tipos de acuerdos conjuntos, entidades bajo el control común, activos controlados en forma conjunta y operaciones controladas en forma conjunta. Adicionalmente, los consorcios bajo la NIIF 11 deben ser contabilizados utilizando el método de la participación mientras que bajo la NIC 31 pueden ser contabilizados mediante el método de la participación o la consolidación proporcional.

La NIIF 12 es una norma sobre revelaciones y es aplicable a entidades que mantienen intereses en subsidiarias, acuerdos en negocios conjuntos, asociadas y/o entidades en formación. En general, las revelaciones requeridas por la NIIF 12 son más extensivas que las requeridas por las normas vigentes.

La NIIF 13 establece una única fuente de orientación para la medición del valor razonable y las revelaciones sobre la medición del mismo. La norma define el valor razonable, establece un marco para medirlo y requiere revelaciones sobre la medición. El alcance de la NIIF 13 es amplio, ya que se aplica tanto a las partidas de instrumentos financieros y partidas de instrumentos no financieros para las cuales otras NIIF's requieren o permiten la medición del valor razonable y las revelaciones sobre la medición del valor razonable, salvo en determinadas circunstancias. En general, los requisitos de divulgación en la NIIF 13 son más amplios que aquellos exigidos en las normas actuales. Por ejemplo, las revelaciones de información cuantitativa y cualitativa en base a la jerarquía del valor razonable de tres niveles actualmente requeridos para instrumentos financieros sólo bajo la NIIF 7 (Instrumentos financieros: revelaciones), serán extendidos por la NIIF 13 para cubrir todos los activos y pasivos dentro de su alcance.

La NIIF 15 establece los principios para incluir información útil a los usuarios de los estados financieros acerca de la naturaleza, monto, momento e incertidumbre asociado al reconocimiento de ingresos y de los flujos de efectivo asociados a los contratos con clientes.

Para determinar el reconocimiento de ingresos, una entidad deberá aplicar a cada contrato mantenido con un cliente, los siguientes cinco pasos:

1. Identificar los contratos establecidos con los clientes.
2. Identificar las obligaciones de entregar bienes o prestar servicios.
3. Determinar el precio de la transacción.
4. Asignar el precio de la transacción a cada uno de los elementos que integren el contrato.
5. Reconocer los ingresos a medida que se van entregando los bienes o se van prestando los servicios establecidos en los contratos.

Adicionalmente la norma contiene guías adicionales que abarcan los siguientes temas:

- Portafolios de contratos: a pesar de que la NIIF 15 establece el tratamiento contable de un contrato en particular, podría aplicar dichos principios a un portafolio de contratos en lugar de aplicar los requisitos a cada contrato en particular.
- Costos asociados a un contrato: la norma da guías acerca de cómo contabilizar los costos incurridos para establecer un contrato con un cliente, permitiendo activar el costo siempre que se cumplan una serie de condiciones.

- Revelaciones: introduce una serie de revelaciones cuantitativas y cualitativas para mejorar la calidad de la información proporcionada a los usuarios de los estados financieros.

La NIIF 15 será efectiva para aquellos ejercicios que comiencen a partir del 1º de enero de 2017 siendo admitida su adopción anticipada. Su entrada en vigencia implica la derogación de las siguientes normas:

- NIC 11: Contratos de construcción
- NIC 18: Ingresos de actividades ordinarias
- CINIIF 13: Programas de fidelización de clientes
- CINIIF 15: Acuerdos para la construcción de inmuebles
- CINIIF 18: Transferencia de activos de clientes
- SIC 31: Ingresos – permutas de servicios de publicidad

La NIC 1 (revisada en 2007) introduce “el estado del resultado integral” que incluye todas las partidas del estado de resultados (ganancias y pérdidas) y agrega todos aquellos movimientos patrimoniales que no surgen por transacciones con los propietarios, como por ejemplo la revaluación de propiedad, planta y equipo. La revisión de la norma no afecta la situación patrimonial o los resultados de la entidad. A partir de este cambio, se debe presentar un único estado financiero (estado del resultado integral) o dos estados financieros (un estado de resultados y un estado del resultado integral). Dentro del estado de evolución del patrimonio sólo deben exponerse movimientos asociados a transacciones con los propietarios.

Las enmiendas a la NIC 1 (emitidas en 2010) aclaran que la entidad puede optar por revelar un análisis de “otros ingresos integrales” por rubro en el estado de evolución del patrimonio o en las notas a los estados financieros.

Las enmiendas a la NIC 1 (emitidas en 2011) mantienen la opción de presentar ganancia o pérdida y otros ingresos integrales ya sea en una sola declaración o en dos estados separados pero consecutivos. Sin embargo, las enmiendas a la NIC 1 requieren información adicional a realizar en la sección de otros ingresos integrales de tal manera que las partidas de los mismos se agrupen en dos categorías: a) las partidas que no serán reclasificadas posteriormente a pérdidas y ganancias y b) las partidas que serán posteriormente reclasificadas a utilidad o pérdida cuando se cumplan determinadas condiciones. Se requiere el impuesto sobre la renta en partidas de otros ingresos integrales para ser asignado sobre la misma base.

Las enmiendas a la NIC 20 requieren que los préstamos otorgados por el gobierno a una tasa inferior a la del mercado sean reconocidos como una subvención. Dicho tratamiento contable no era permitido antes de la realización de estas enmiendas.

La NIC 23 (revisada en 2007) requiere la capitalización obligatoria de los costos por préstamos, en los casos que puedan ser directamente atribuibles a la adquisición, producción o construcción de activos calificables que necesiten un período sustancial de tiempo para que se encuentren disponibles para su utilización o venta. La versión anterior de esta norma permitía optar por capitalizar los costos de préstamos o reconocer los mismos directamente como un gasto en el estado de resultados (esta última opción es la que aplica actualmente el Grupo).

La NIC 24 (revisada en 2009) ha sido revisada en los dos siguientes aspectos: a) ha cambiado la definición de una parte relacionada y b) introduce una exención parcial de los requisitos de divulgación para entidades relacionadas con el gobierno.

La CNIIF 21 establece que se debe evaluar cuál es el suceso que genera la obligación que da lugar al reconocimiento de un pasivo para pagar un gravamen. El suceso que genera la obligación que da lugar a un pasivo para pagar un gravamen es la actividad que produce el pago del gravamen, en los términos señalados por la legislación.

La CNIIF 21 proporciona la siguiente guía sobre el reconocimiento de un pasivo a pagar por gravámenes:

- El pasivo se reconoce progresivamente si el hecho generador se produce durante un período de tiempo.
- Si la obligación se activa al alcanzar un umbral mínimo, el pasivo se reconoce cuando se alcanza ese umbral mínimo.

Una entidad aplicará los mismos principios de reconocimiento en la información financiera intermedia que aplica en los estados financieros anuales. En consecuencia, en la información financiera intermedia, un pasivo para pagar un gravamen:

- (a) no se reconocerá si no existe una obligación presente de pagar el gravamen al final del periodo de información intermedia; y
- (b) se reconocerá si existe una obligación presente de pagar el gravamen al final del periodo de información intermedia.

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 el Grupo evaluó el efecto que podría tener la eventual aplicación de las normas vigentes aprobadas por el IASB y no adoptadas en los presentes estados contables, concluyendo que el mismo no es significativo (con excepción de lo referido a la capitalización obligatoria de los costos financieros en las obras en curso, según lo requiere la nueva versión de la NIC 23).

### **3.4 Nuevas normas adoptadas**

En el presente ejercicio el Grupo ha adoptado la Norma Internacional del Sector Público - NICSP 32 "Acuerdos de Concesión de Servicios: La Concedente", la cual establece los requerimientos contables de la concedente en un acuerdo de concesión de servicios. Dicha norma es una adaptación de la Interpretación 12 (CINIIF 12), "Acuerdos de Concesión de Servicios".

## **NOTA 4 PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES**

### **4.1 Bases de preparación**

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos, excepto ciertos instrumentos financieros y los activos biológicos que son medidos al valor razonable al cierre del ejercicio.

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 su moneda funcional y la moneda de presentación de los estados contables consolidados.

Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

### **4.2 Saldos en moneda extranjera**

En la elaboración de los estados contables, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional de la entidad (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 \$ 24,369 por dólar al 31/12/14 y \$ 21,424 por dólar al 31/12/13).

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 del Estado de resultados.

#### **4.3 Corrección monetaria**

Tal como se indicó en la Nota 3.1, hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 se efectuó el ajuste integral por inflación en aplicación del Decreto N° 99/009. A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2012 se dejó de aplicar dicho ajuste.

A partir del 1° de enero de 2012 la información comparativa no se encuentra reexpresada.

#### **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, retiro de utilidades y similares.

#### **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. Dicho costo se ajustó por inflación de acuerdo a la evolución del Índice de Precios al Consumo hasta el 31/12/11. 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, aquéllos 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 ajustaron por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo hasta el 31/12/11.

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 utilizadas para el cálculo:

Clase de bien	Vida útil
---------------	-----------

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

Actualmente el Grupo se encuentra en proceso de revisión de las estimaciones efectuadas para la determinación del valor residual de las distintas clases de bienes.

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. Dichas cifras fueron ajustadas por inflación hasta el 31/12/11.

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 son 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. Éstos 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 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 aquéllos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de cada ejercicio. 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 participación accionaria en otras entidades en las cuales el Grupo comparte con otra empresa 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. y ROUAR 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.

En los casos en que el Grupo es accionista minoritario, las inversiones 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 reexpresado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación y hasta el 31/12/11.

En los casos en que el Grupo comparte el control y la influencia en la toma de decisiones de política operativa y financiera de las sociedades, las inversiones se valúan al valor patrimonial proporcional.

En particular, 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, mientras que las inversiones en Gas Sayago S.A. y ROUAR S.A. se registran 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).

### **4.11 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles**

Al cierre de cada ejercicio, 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 Previsiones**

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 del ejercicio, 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, corresponden 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.

#### **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 son actualizados en función del valor razonable al cierre del ejercicio. Los cambios en el valor del instrumento, son reconocidos dentro del resultado del ejercicio.

#### **4.15 Beneficios sociales**

No existen planes de jubilación privativos al Grupo; 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.

##### 4.16.2 Impuesto diferido

El impuesto diferido es aquél 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 al cierre de cada ejercicio y reducido en la medida que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sean recuperables.

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.

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. (\*)
2. En cuanto al Impuesto a la renta, UTE se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. A partir del ejercicio 2003 se comenzó a aplicar el método del impuesto a la renta diferido, según indica la Norma Internacional de Contabilidad N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.5. 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. (\*)
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.
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 era a partir del 01/11/11 y hasta el 31/12/12. Con fecha 28/01/13 y 14/02/13, se publicaron los Decretos N° 18/013 y N° 43/013, respectivamente. El primero de ellos estableció que en los casos de compra de energía eléctrica facturados entre el 01/01/13 y el 31/12/14, el porcentaje de retención de IVA ascenderá al 20%. El segundo prorrogó hasta el 31/12/13 el período de aplicación del porcentaje de retención (40%) establecido por el Decreto N° 363/011 para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública. El Decreto N° 29/014 extendió el plazo de aplicación de las disposiciones establecidas por el Decreto N° 363/011 hasta el 31/12/14.
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. Por Decreto N° 226/014, se estableció el monto de la tasa en \$ 4,013 por MWh para el año 2014.
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. El Decreto N° 86/012 aprobó el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) creado el 29/12/11 por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Corporación Nacional para el Desarrollo. UTE en calidad de empresa prestadora de energía, debe aportar anualmente al FUDAEE el 0,13% del total de las ventas anuales de energéticos en el mercado interno al consumidor final o intermediario, en la medida que el fideicomiso haya aplicado los fondos recibidos correspondientes a aportes anteriores.
10. A partir del 1° de julio de 2008 y como consecuencia de la Ley N° 18.314 y decretos reglamentarios, UTE se convirtió en agente de retención del Impuesto a la Asistencia a la Seguridad Social (IASS).
11. ISUR S.A. es contribuyente del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas (I.CO.SA.).

(\*) De acuerdo a la Resolución del Poder Ejecutivo N° 458/11 el incremento patrimonial derivado de los fondos no reintegrables otorgados a UTE por el Fondo de Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM), en el Marco del "Proyecto Interconexión Eléctrica 500kv Uruguay – Brasil", no se computará a ningún efecto en la liquidación del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas y del Impuesto al Valor Agregado.

El Decreto N° 384/07 del 12 de octubre de 2007 ha declarado promovida la actividad a desarrollar por Interconexión del Sur S.A. Posteriormente el Ministerio de Industria, Energía y Minería ha emitido las resoluciones N° 72.698/08 y N° 52.393/09 en las que se resuelve otorgar a Interconexión del Sur S.A. los siguientes beneficios promocionales:

- 1° Exoneración de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la Tasa de Movilización de Bultos, de la Tasa Consular y, en general de todo tributo, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social, cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de maquinarias y equipos eventualmente necesarios para llevar a cabo la inversión.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos por hasta los montos imponibles de \$ 624.548.766.
- 3° Se otorga la exoneración del Impuesto al Patrimonio a los bienes intangibles y del activo fijo destinado al proyecto de inversión que se declara promovido por el Decreto por el término de la vida útil del proyecto.

- 4° A los efectos del IRAE se otorga un tratamiento de amortización acelerada para los bienes de activo fijo asociados al proyecto de inversión. 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.

#### **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 2014, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2014 (la cual incluye consumos de parte de noviembre y diciembre) y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero de 2015 (los cuales incluirán servicios brindados en diciembre).

##### 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 períodos han sido computados siguiendo dicho criterio.

##### 4.18.6 Transferencia de activos desde clientes

Dentro de la operativa normal (en general en programas de electrificación rural), el Grupo acuerda con los clientes que para efectuar la conexión a la red eléctrica y proporcionar acceso continuo al suministro de electricidad, el cliente debe llevar a cabo inversiones que luego transfiere al Grupo. De acuerdo con la NIC 18, la entidad determina que los servicios pueden ser identificados de forma separada (dado que la entrega del servicio de conexión al cliente representa un

valor por sí mismo, que el valor del servicio de conexión puede ser medido de forma fiable y además que la tarifa aplicada con posterioridad por el suministro de energía no se realiza a un valor diferente del resto de los clientes en la misma situación).

En base a estos elementos, en aplicación de la CINIIF 18, el Grupo reconoce el ingreso por los activos que transfieren los clientes (para posteriormente suministrarle energía) en el momento en que se reciben los mismos.

#### 4.18.7 Transferencia de activos desde Generadores

El Grupo ha acordado con otros generadores de energía eléctrica que los mismos deben hacerse cargo de los costos necesarios para conectar su central generadora a la red, así como del costo de ampliación de dicha red. Posteriormente, dichas inversiones deben ser transferidas al Grupo.

En aplicación de la NIC 18 y de la CINIIF 18, el Grupo evalúa que existe un derecho a un servicio continuo y en tal sentido reconoce un ingreso diferido por los activos transferidos por los generadores (para posteriormente comprarle energía), reconociéndolo en resultados durante la vida útil de dichos activos.

#### **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 Subvenciones del gobierno**

Las subvenciones recibidas del gobierno para la compra, construcción o adquisición de cualquier otra forma de activos fijos, se presentan en el estado de situación patrimonial como partidas de ingresos diferidos y se reconocen en resultados sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil del correspondiente activo. Con la denominación "gobierno" se hace referencia a "las agencias gubernamentales y organismos similares, ya sean locales, regionales, nacionales o internacionales", tal como se establece en las definiciones de la NIC 20 "Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales".

En particular, el Grupo recibió subvenciones para la construcción de activos, por parte del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR. Los detalles de dichas subvenciones se revelan en la Nota 5.13.

#### **4.21 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 2014, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior.

#### **4.22 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, Parque Eólico Juan Pablo Terra, Motores Wärtsila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, maquinaria pesada, mercadería adquirida en el exterior, montes forestales, edificio y ascensores del Palacio de la Luz, planta de preservación de madera, turbina Solar de Rivera, turboalternador Alsthom y centros de capacitación Rondeau y Leguizamón, mástiles de comunicación, Laboratorio, instalaciones del local comercial en Ciudad de la Costa, equipos varios de medición y transformadores.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida, así como también seguro por accidentes personales para los funcionarios que deban cumplir misiones de servicio en el exterior del país y seguro por accidentes personales en el marco del Proyecto Plenitud.

En el ejercicio 2013 se contrató un seguro climático basado en el nivel de lluvias y su impacto en la energía hidráulica, a efectos de estabilizar el costo de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

#### **4.23 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:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Disponibilidades	6.467.514.111	5.324.092.515
Inversiones en otros activos financieros	718.530.815	29.612.988
	<b>7.186.044.926</b>	<b>5.353.705.503</b>

En el ejercicio 2014 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 15.893.284.123 (\$ 6.445.506.400 en 2013). En el estado se expone una aplicación de \$ 10.233.217.262 (\$ 6.048.770.088 en 2013), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 2.119.693.323 (\$ 123.515.776 en 2013),
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.15 por \$ 151.259.037 (\$ 99.366.489 en 2013),
- aportes de generadores indicados en Nota 5.13 por \$ 1.726.675.808,
- aportes de clientes relacionados con obras de electrificación rural, por \$ 166.236.869 (\$ 173.854.047 en 2013),
- bienes recibidos en forma de pago de un crédito por ventas de energía eléctrica, por un total equivalente a \$ 201.545.392,
- altas de bienes de uso pendientes de pago por \$ 1.294.656.431.

En el presente ejercicio se realizaron los siguientes aportes de capital en empresas relacionadas:

- ROUAR S.A.: por \$ 354.236.810 en efectivo. En 2013 se realizó un aporte de \$ 173.841.067, que no implicó un movimiento de fondos, ya que se llevó a cabo mediante la capitalización parcial de un préstamo otorgado por UTE.
- Gas Sayago S.A.: por \$ 837.000.000 en efectivo (\$ 79.404.121 en 2013).

#### 4.24 Acuerdos de concesión de servicios

UTE ha celebrado contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores privados en los que, a juicio de la Gerencia, se cumplen las condiciones estipuladas en la Interpretación CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios", en calidad de entidad concedente. La norma citada no aborda la contabilización a realizar por la concedente, generándose así un vacío normativo. En aplicación de la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", la Gerencia ha considerado que debe aplicar la Norma Internacional del Sector Público - NICSP 32 "Acuerdos de Concesión de Servicios: La Concedente", ya que si bien las normas del sector público no son aplicables a UTE por tratarse de una empresa pública, en el párrafo 1 de la Guía de aplicación de dicha norma se establece que "Esta Norma pretende ser "espejo" de la Interpretación 12 del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera, Acuerdos de Concesión de Servicios (CINIIF 12)".

En aplicación de la NICSP 32 el Grupo reconoce activos de concesión de servicios proporcionados por el operador, en particular parques de generación de energía eléctrica, midiéndolos inicialmente a su valor razonable. Posteriormente se miden de acuerdo a la NIC 16. En contrapartida, se refleja un pasivo, en particular un ingreso diferido, reconociéndose en resultados durante la vida útil de los activos recibidos en concesión.

### NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

#### 5.1 Disponibilidades

	2014	2013
Bancos	6.452.010.594	5.303.823.205
Fondos en tránsito	1.743.565	4.634.410
Caja y fondo fijo	13.759.952	15.634.900
	6.467.514.111	5.324.092.515

#### 5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
Deudores simples energía eléctrica	3.341.867.391	3.638.486.078	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.271.045.400	1.496.823.527	-	6.456.303
Recuperación IVA Ds.oficiales y municipales	(2.891.157)	(23.004.739)	-	-
Deudores en gestión judicial	24.569.574	50.530.099	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	689.116.428	588.399.879	-	1.231.994.860
Fideicomiso por deuda intendencias	29.632.000	-	57.252.663	-
Previsión por deudores incobrables	(399.237.705)	(705.818.678)	-	(5.292.051)
Intereses a devengar	(53.424.262)	(30.531.478)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	25.750.902	28.071.026	-	-
Deudores documentados por servicio de consultoría	-	-	-	55.881.547
Previsión por deudores incobrables consultoría	(13.349.550)	(13.704.214)	-	-
	4.913.079.020	5.029.251.500	57.252.663	1.289.040.658

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

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 38 días (34 días en el ejercicio 2013). No se cargan 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 30 días hábiles siguientes se realiza el trámite de baja del acuerdo eléctrico.

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 representa más del 1% del total de créditos por ventas.

En diciembre de 2013 se firmaron acuerdos con las intendencias departamentales de Artigas, Canelones, Cerro Largo, Colonia, Flores, Florida, Paysandú, Río Negro, Rivera, Rocha, Salto, Tacuarembó y Treinta y Tres, por los cuales se reestructuró la deuda documentada a dicha fecha, otorgándose una quita del 60% de la referida deuda, y convirtiendo la deuda remanente a unidades indexadas, fijando nuevos plazos y tasas de interés.

Con fecha 11 de junio de 2014, UTE en calidad de fideicomitente y RAFISA en calidad de fiduciario, firmaron un contrato de fideicomiso financiero de oferta pública, denominado "Fideicomiso financiero UTE – Reestructuración deudas de Intendencias por Alumbrado Público". La finalidad del mismo consiste en servir de mecanismo de pago a UTE de los créditos reestructurados en diciembre 2013, indicados anteriormente. En virtud de dicho contrato, UTE cedió y transfirió al fiduciario sin recurso, los créditos indicados por un total de UI 480.040.556, reconociendo gastos derivados de dicho contrato por UI 4.090.628.

El Fiduciario ha emitido títulos de deuda de oferta pública y ha transferido a UTE un total equivalente a UI 446.628.700. Al cierre del ejercicio finalizado el 31/12/14 queda un saldo remanente pendiente de cobro de UI 29.321.228, cuyo cobro será gestionado por el fideicomiso y posteriormente remitido a UTE. Se estima que UI 10.000.000 serán transferidos por el fideicomiso durante el próximo ejercicio y por tal motivo se expone como una deuda de corto plazo; el saldo se expone como un crédito de largo plazo.

A continuación se presentan los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos clasificados según antigüedad:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
0 a 60 días	3.930.703	4.273.030
60 a 90 días	53.493	169.535
90 a 360 días	447.511	382.343
> 360 días *	981.776	2.187.783
<b>Total</b>	<b>5.413.483</b>	<b>7.012.691</b>

\* En el ejercicio finalizado el 31/12/14 se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente (en 2013 se incluye deuda documentada con intendencias municipales).

El Grupo mantiene como política la formación de una provisión 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:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Saldo inicial	(711.110.730)	(1.891.972.504)
Constituciones	128.852.523	(558.571.379)
Desafectaciones	183.020.502	1.739.433.153
<b>Saldo final</b>	<b>(399.237.705)</b>	<b>(711.110.730)</b>

En las desafectaciones de la previsión del ejercicio 2013 se incluye la correspondiente a la quita del 60% de la deuda documentada de las intendencias por un total de \$ 1.476.233.564.

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

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Adelantos de impuestos netos de provisiones	149.607.226	200.845.549	-	-
Anticipos a partes vinculadas (Nota 11)	2.658.260.308	509.131.985	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	808.051.345	2.181.883.248
Seguro climático pagado por adelantado	404.931.550	711.990.933	-	355.995.467
Otros pagos anticipados	232.688.240	550.002.171	145.359.356	468.893.215
Diversos	385.494.522	312.166.701	34.725.848	101.716.584
Previsión otros créditos incobrables	(8.027.667)	(25.988.039)	-	-
Intereses financieros a devengar	(122.835)	(147.942)	(2.375.732)	(5.263.363)
	<b>3.822.831.344</b>	<b>2.258.001.359</b>	<b>985.760.817</b>	<b>3.103.225.150</b>

### 5.4 Inventarios

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Materiales en depósito	796.274.183	707.458.426	2.724.313.277	2.485.103.664
Materiales energéticos	2.133.370.610	1.492.085.956	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	761.690.655	674.655.398	-	-
Materiales en tránsito	103.586.202	42.693.968	633.704.514	1.143.327.936
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.703.325	35.703.325
Previsión por obsolescencia	-	-	(648.230.521)	(720.521.467)
	<b>3.794.921.650</b>	<b>2.916.893.748</b>	<b>2.745.490.594</b>	<b>2.943.613.459</b>

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:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Saldo inicial	(720.521.467)	(563.054.492)
Constituciones	-	(157.466.975)
Desafectaciones	72.204.949	-
Usos de la previsión	85.996	-
<b>Saldo final</b>	<b>(648.230.521)</b>	<b>(720.521.467)</b>

## 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	2014	2013
Activo por impuesto diferido	10.188.076.486	8.015.237.525
Pasivo por impuesto diferido	(287.538.490)	(202.382.930)
<b>Activo neto al cierre</b>	<b>9.900.537.996</b>	<b>7.812.854.595</b>

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

	Saldos al 31.12.13	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.14
Bienes de uso (*1)	6.632.029.576	2.382.499.045	9.014.528.620
Previsión incobrables	93.879.325	4.144.576	98.023.901
Anticipos a proveedores	(21.981.416)	(70.123.340)	(92.104.756)
Anticipos de clientes	(15.490.725)	13.263.116	(2.227.609)
Previsiones	126.277.895	1.639.863	127.917.758
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	124.216.240	(49.144.631)	75.071.609
Previsión 200 kWh	105.788.395	7.977.646	113.766.041
Previsión por obsolescencia	180.130.366	(18.072.737)	162.057.629
Pérdidas fiscales (*2)	731.394.058	(640.241.003)	91.153.055
Inventarios	(142.095.119)	14.904.331	(127.190.789)
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	-	440.836.535	440.836.535
<b>Total</b>	<b>7.812.854.595</b>	<b>2.087.683.401</b>	<b>9.900.537.996</b>

	Saldos al 31.12.12	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.13
Bienes de uso (*1)	5.487.768.979	1.144.260.597	6.632.029.576
Previsión incobrables	87.717.226	6.162.099	93.879.325
Anticipos a proveedores	14.607.707	(36.589.123)	(21.981.416)
Anticipos de clientes	(29.586.147)	14.095.422	(15.490.725)
Previsiones	79.401.444	46.876.451	126.277.895
Bienes desafectados del uso	(1.389.118)	95.118	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	97.093.009	27.123.231	124.216.240
Previsión 200 kWh	118.102.682	(12.314.287)	105.788.395
Previsión por obsolescencia	130.229.903	49.900.463	180.130.366
Pérdidas fiscales (*2)	1.630.161.017	(898.766.959)	731.394.058
Inventarios	-	(142.095.119)	(142.095.119)
<b>Total</b>	<b>7.614.106.702</b>	<b>198.747.893</b>	<b>7.812.854.595</b>

(\*1) El activo por impuesto diferido asociado a Bienes de uso, corresponde sustancialmente a diferencias entre valores fiscales y contables de dichos bienes, debido a que desde el punto de vista fiscal éstos se ajustan por la variación del IPPN permitiendo una deducción incrementada por gasto de amortización en futuros ejercicios económicos, no ajustándose contablemente.

(\*2) El Grupo ha evaluado la recuperabilidad del crédito fiscal concluyendo que el mismo sería íntegramente utilizado en forma previa a la prescripción legal del mismo.

A continuación se presenta un resumen de las pérdidas fiscales acumuladas (importes brutos) según su prescripción legal:

<b>Año en que prescribirán</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
2016	155.712.539	140.782.586
2017	-	2.659.633.584
2018	138.169.998	125.160.062
2019	70.729.680	-
<b>Total</b>	<b>364.612.218</b>	<b>2.925.576.232</b>
Tasa de impuesto	25%	25%
<b>Activo por impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas</b>	<b>91.153.055</b>	<b>731.394.058</b>

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

<b>Concepto</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
IRAE	821.220.699	36.000
IRAE diferido	(2.087.683.401)	(198.747.893)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	90.240	82.800
<b>Total ganancia</b>	<b>(1.266.372.462)</b>	<b>(198.629.093)</b>

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

<b>Concepto</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Resultado contable	10.484.902.518	6.487.025.932
Impuesto a la renta neto del ejercicio	(1.266.372.462)	(198.629.093)
Resultado antes de IRAE	9.218.530.056	6.288.396.839
IRAE (25%)	<b>2.304.632.514</b>	<b>1.572.099.210</b>
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	309.052.836	299.974.042
Ajuste fiscal por inflación	131.708.304	76.887.253
Ajuste valuación inversiones en otras empresas	4.113.887	24.120.074
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(40.202.151)	(168.357.865)
Ajustes posteriores a provisión	293.816	(7.078.549)
Gastos pequeñas empresas	4.173.210	3.937.951
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	3.166.028	6.940.736
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	17.555.172	12.059.121
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	(79.328.776)	(104.829.372)
Ajuste por inflación fiscal de bienes de uso	(3.362.947.377)	(1.940.036.938)
Provisión deudores incobrables (permanente)	(86.691.591)	(323.602.940)
Exoneración por inversiones	(547.480.466)	-
Contribuciones a favor del personal y capacitación	20.150.609	18.763.204
Ajuste FOCEM	43.511.790	143.292.435
Ajuste materiales consumidos	14.904.331	19.604.613
Ajuste por inflación inventarios	(14.904.331)	142.095.119
Otros	11.919.734	25.502.813
<b>Impuesto a la renta ganancia</b>	<b>(1.266.372.462)</b>	<b>(198.629.093)</b>

## 5.6 Inversiones en otras empresas

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2014	2013	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,28% (*1)	73.714.606	27.717.195	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Argentina	3,44% (*1)	104.599.187	106.310.746	Accionista de Central Puerto S.A.
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35%(*2)	796.899.257	99.845.925	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50,00%	642.611.329	168.520.509	Gestión de plantas de generación de energía eléctrica
			1.617.824.379	402.394.375	

(\*1) En octubre de 2014 la empresa Central Puerto S.A. concretó la fusión por absorción con Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. y otras. Como consecuencia de dicha fusión se incrementó el capital y se emitieron las acciones correspondientes, por lo que la participación de UTE pasó de 0,64% a 0,28%. A su vez, Hidroneuquén S.A. que era controladora de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., pasa a ser accionista de Central Puerto S.A. con una participación del 17,74%.

(\*2) Al 31/12/13 la proporción de acciones y poder de voto obtenido en Gas Sayago S.A. ascendía al 50%. En el presente ejercicio UTE efectuó aportes de capital en efectivo (Nota 4.24) superiores a los efectuados por ANCAP; sin embargo el poder de voto continúa ascendiendo al 50%, por lo cual el control de la sociedad se mantiene ejerciendo en forma conjunta entre ambas empresas públicas.

En el presente ejercicio se generó una pérdida por las inversiones de \$ 7.892.775.

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

	2014	2013
Total de activos	2.505.431.026	439.870.911
Total de pasivos	<u>1.501.130.561</u>	<u>240.179.062</u>
Activos netos	1.004.300.465	199.691.849
Participación de UTE sobre los activos netos	796.899.257	99.845.925

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Resultado operativo	(97.927.607)	(65.475.570)
Resultado antes de impuesto a la renta	(186.216.838)	(62.902.225)
Resultado del ejercicio	(130.391.384)	(47.184.589)
Participación de UTE sobre el resultado	(103.463.855)	(23.592.294)

En relación a ROUAR S.A. se presenta la siguiente información resumida:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Total de activos	2.729.896.857	347.462.701
Total de pasivos	1.444.674.200	10.421.684
Activos netos	1.285.222.657	337.041.017
Participación de UTE sobre los activos netos	642.611.329	168.520.509

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Resultado operativo	(2.112.381)	(42.848)
Resultado antes de impuesto a la renta	165.151.538	(2.495.978)
Resultado del ejercicio	150.160.018	(1.367.233)
Participación de UTE sobre el resultado	75.080.009	(683.617)

## 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 31.12.13	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
<b>Valor bruto al 31.12.14</b>	<b>349.256</b>	<b>154.832</b>	<b>2.404</b>	<b>506.492</b>
Amortización acumulada al 31.12.13	87.324	52.601	2.404	142.329
Amortizaciones	10.927	3.142	-	14.069
Bajas	-	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.14</b>	<b>98.251</b>	<b>55.743</b>	<b>2.404</b>	<b>156.398</b>
<b>Valores netos al 31.12.14</b>	<b>251.005</b>	<b>99.089</b>	<b>-</b>	<b>350.094</b>

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.12	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
<b>Valor bruto al 31.12.13</b>	<b>349.256</b>	<b>154.832</b>	<b>2.404</b>	<b>506.492</b>
Amortización acumulada al 31.12.12	76.397	47.587	2.404	126.388
Amortizaciones	10.927	5.014	-	15.941
Bajas	-	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.13</b>	<b>87.324</b>	<b>52.601</b>	<b>2.404</b>	<b>142.329</b>
<b>Valores netos al 31.12.13</b>	<b>261.932</b>	<b>102.231</b>	<b>-</b>	<b>364.163</b>

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 Inversiones en otros activos financieros

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

2014					
	Vencimiento	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
<b>Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados</b>					
Obligaciones negociables	Julio 2017	209.978	U\$S	9,00%	<b>5.116.954</b>
<b>Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento</b>					
Letras de regulación monetaria	Enero 2015	218.450.988	\$	13,38%	<b>218.450.988</b>
Certificados de depósito transferibles	Enero 2015	500.079.827	\$	6,00%	<b>500.079.827</b>
					<b>723.647.769</b>
2013					
	Vencimiento	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
<b>Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados</b>					
Obligaciones negociables	Julio 2017	271.920	U\$S	9,00%	<b>5.825.614</b>
<b>Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento</b>					
Letras de regulación monetaria	Enero 2014	29.612.988	\$	12,00%	<b>29.612.988</b>
					<b>35.438.602</b>

### 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:

Instrumento financiero	Total equivalente en moneda		Nivel
	2014	2013	
Obligaciones negociables	5.116.954	5.825.614	1
Acciones en Central Puerto S.A.	73.714.606	27.717.195	1
Swap (pasivo)	(29.341.092)	(16.689.128)	2

## 5.9 Acuerdos de concesión de servicios

UTE ha celebrado acuerdos con generadores privados en virtud de los cuales, entre otros aspectos, dichos generadores se obligan a instalar y poner en servicio una central generadora de energía eléctrica, con determinada potencia y en cierto plazo, a operar y mantener dicha central y a vender a UTE en régimen de exclusividad la energía contratada, a un precio fijo por MWh generado previamente acordado, más el ajuste paramétrico correspondiente también acordado. Por su parte, UTE se obliga a comprar al generador la energía contratada.

En particular, UTE ha celebrado acuerdos con generadores que han instalado parques eólicos, en las condiciones anteriormente detalladas, quienes venderán energía eléctrica a UTE por un plazo de veinte años, plazo que se estima coincide con la vida útil de los parques.

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, existen parques eólicos que están en servicio y que han sido reconocidos como activos de concesión de servicios, ya que UTE en calidad de concedente controla los servicios que debe proporcionar el generador (operador) con el parque eólico durante toda su vida útil, controlando a su vez, a quién debe proporcionarlos (a UTE) y a qué precio. Corresponde precisar que en los acuerdos realizados no se establece ningún derecho por parte de UTE a recibir alguna participación residual en el activo al final del plazo del acuerdo, aunque tal como se señaló anteriormente el plazo del acuerdo cubre la totalidad de la vida útil estimada de los parques.

### 5.9.1 Activos en concesión de servicios

En aplicación de la NICSP 32, tal como se indica en la Nota 4.24, en el presente ejercicio se procedió a reconocer los siguientes activos de concesión de servicios en base a sus valores razonables:

	<b>Importe en</b>	<b>Importe en</b>
Parques generadores de fuente eólica	16.230.741.456	691.996.283
	16.230.741.456	691.996.283

### 5.9.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descriptos precedentemente, UTE no tiene una obligación incondicional de pagar efectivo u otro activo financiero al operador por la construcción de tales parques, por lo cual en aplicación de la NICSP 32, al 31/12/14 el Grupo reconoce el siguiente pasivo, el cual se reflejará en resultados durante la vida útil de los parques:

	<b>Importe en \$</b>	<b>Importe en U\$S</b>
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	826.863.246	35.286.745
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	15.403.878.210	656.709.538
	16.230.741.456	691.996.283

## 5.10 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. 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	
	2014	2013
Proveedores por compra de energía	259.642.066	184.122.351
Acreedores comerciales	3.146.563.907	1.597.718.880
Adelantos derecho uso Estación Conversora	410.067.848	348.517.525
Depósitos recibidos en garantía	433.184.513	379.863.175
Provisión por compra de energía	301.832.033	145.080.083
Otras provisiones comerciales	1.467.740.970	1.108.182.711
Anticipos de clientes	259.003.216	115.340.917
Retenciones a terceros	151.021.988	109.172.234
	<b>6.429.056.542</b>	<b>3.987.997.876</b>

## 5.11 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
<b>Endeudamiento con el exterior</b>				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	512.591.245	450.644.459	8.909.724.383	4.767.384.372
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	603.749.533	526.010.320	2.260.225.518	2.529.684.965
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iii)	48.738.000	311.451.400	48.738.000	85.696.000
Comisión de compromiso	3.393.214	3.535.829	-	-
Intereses a pagar	276.328.087	166.913.387	1.574.127.856	743.669.386
Intereses a vencer	(235.527.758)	(126.376.686)	(1.574.127.856)	(743.669.386)
<b>Total del endeudamiento con el exterior</b>	<b>1.209.272.321</b>	<b>1.332.178.710</b>	<b>11.218.687.901</b>	<b>7.382.765.337</b>
<b>Endeudamiento local</b>				
Financiamiento de inversiones (iv)	431.260.104	382.035.480	1.125.743.726	512.890.554
Financiamiento de capital de trabajo (v)	-	213.436.600	-	-
Adecuación de la estructura financiera (vi)	194.952.000	171.392.000	194.952.000	342.784.000
Ministerio de Economía y Finanzas (vii)	791.992.500	1.339.000.000	-	2.678.000.000
Obligaciones negociables en UI (viii)	443.650.428	410.508.877	7.048.174.816	6.932.805.324
Obligaciones negociables en U\$S (viii)	93.787.901	72.087.807	732.120.249	728.541.320
Obligaciones negociables en UR (viii)	1.985.181	-	2.478.347.717	-
Intereses a pagar	470.875.779	428.132.242	4.610.985.330	3.821.392.144
Intereses a vencer	(394.761.297)	(355.140.110)	(4.610.985.330)	(3.821.392.144)
<b>Total del endeudamiento local</b>	<b>2.033.742.597</b>	<b>2.661.452.897</b>	<b>11.579.338.508</b>	<b>11.195.021.198</b>
<b>Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)</b>	<b>29.341.092</b>	<b>16.689.128</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de las deudas financieras</b>	<b>3.272.356.009</b>	<b>4.010.320.734</b>	<b>22.798.026.409</b>	<b>18.577.786.535</b>

#### 5.11.1 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 31/12/14 arbitrados a dólares estadounidenses corresponden a U\$S 85.483.219 pactados a tasa de interés fija y U\$S 301.168.496 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (ii) Conciene a préstamos obtenidos de diversas instituciones financieras del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 5 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/14 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 16.136.076 pactado a tasa de interés fija y U\$S 101.389.266 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/14 el saldo corresponde a U\$S 4.000.000 pactados a tasa fija con plazo mayor a 5 años.
- (iv) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/14, que devenga intereses a tasa fija, es de U\$S 63.892.808.
- (v) 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 31/12/14 se canceló la totalidad de la deuda.
- (vi) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera del Grupo. Las mismas se contrataron a corto, mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/14 las deudas contratadas a corto y mediano plazo han sido canceladas en su totalidad, mientras que las originalmente contratadas a largo plazo ascienden a U\$S 16.000.000 (porción corriente más no corriente).
- (vii) Comprende el pasivo generado por un contrato de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas que se cancelará en dos cuotas semestrales en 2015. Dicha deuda genera intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. El saldo al 31/12/14 asciende a U\$S 32.500.000.
- (viii) Se incluye la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables, de acuerdo al siguiente detalle:
  - Obligaciones negociables series I y III en unidades indexadas (emitidas en diciembre de 2009 y 2010, respectivamente) y series II y IV en dólares estadounidenses (emitidas en febrero de 2010 y 2011, respectivamente). 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 amortiza 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 serie II en dólares fue cancelada en diciembre.

- Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en diciembre de 2012 por UI 763.160.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (3,375%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2040, 2041 y 2042).

- Obligaciones negociables en dólares estadounidenses emitidas en agosto de 2013 por U\$S 30.000.000. Es una deuda contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés del 2,75% desde la fecha de emisión hasta el final del primer año, 3,50% por el segundo año, 4,25% por el tercer año, 5% por el cuarto año y de 5,75% por el quinto año, hasta la fecha de su vencimiento y se amortizará la totalidad al vencimiento (modalidad "bullet") el 1º de agosto de 2018.

- Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en diciembre de 2013 por UI 929.830.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo y genera un interés pagadero semestralmente a una tasa de interés fija (4,5%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2026, 2027 y 2028).

- Obligaciones negociables en unidades reajustables emitidas en agosto de 2014 por UR 3.190.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo y genera un interés pagadero semestralmente a una tasa de interés fija de 2,875% y se amortizará en los últimos tres años (2024, 2025 y 2026).

La deuda al 31/12/14 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 2.528.288.760, U\$S 33.891.754 y UR 3.222.676 de acuerdo al siguiente detalle:

Serie	Moneda	Monto	Tasa	Prox. vto. amortización	Obs.
I	UI	429.687.500	5,2500%	30/06/2015	
III	UI	378.892.500	3,3750%	30/03/2015	
IV	USD	3.812.000	3,5000%	30/09/2015	
Dic. 2012	UI	789.979.301	3,1801%	26/12/2040	(1)
Agosto 2013	USD	30.079.754	4,0200%	01/08/2018	(1)
Dic. 2013	UI	929.729.459	4,5000%	02/12/2026	(1)
Agosto 2014	UR	3.222.676	2,7700%	06/08/2024	(1)

(1) En cumplimiento a lo establecido en la NIC 39 – "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición", las obligaciones emitidas en los ejercicios 2012, 2013 y 2014 se registraron inicialmente a su valor razonable (valor emitido más/menos las primas por emisión obtenidas), y posteriormente al costo amortizado, devengando el interés a la tasa efectiva correspondiente.

#### 5.11.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/14 existen tres contratos de préstamo firmados para el financiamiento de la Central de ciclo combinado de Punta del Tigre. El primero de ellos firmado el 26/12/12 con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 180.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/14 es de U\$S 125.241.807; el segundo firmado el 07/02/13 con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por U\$S 200.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/14 es de U\$S 140.460.186, y el último, firmado el 14/03/13 con el Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por U\$S 70.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/14 es de U\$S 49.103.400.

A su vez, existe un saldo pendiente de utilización de otro contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 26.033.661, para el

financiamiento de líneas de transmisión y aportes para la interconexión Uruguay – Brasil.

Con fecha 09/12/13 se firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 200.000.000 para el financiamiento de obras de distribución en el marco del programa de fortalecimiento del sector energético del Uruguay. Al 31/12/14 el saldo pendiente de utilización es U\$S 120.285.662.

El 07/08/14 se firmó con Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) un contrato de préstamo para el financiamiento del Parque Eólico Juan Pablo Terra por Euros 60.000.000. En octubre se realizó el primer desembolso por Euros 48.000.000, quedando un saldo pendiente de utilización al 31/12/14 de Euros 12.000.000.

## 5.12 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
Deudas con el personal	646.026.860	494.956.040	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	985.233.832	759.986.493	7.086.853	13.770.344
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	506.122.175	589.226.600	-	-
Provisión por retiros incentivados	151.462.529	207.687.728	141.737.054	275.406.888
IVA a pagar	20.130.551	36.819.104	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil (*)	-	-	514.841.755	773.469.606
Ingreso diferido por subvenciones (*)	25.676.176	11.709.013	1.343.719.902	925.012.054
Ingreso diferido por aportes de generadores (**)	64.851.371	-	1.698.494.767	-
Acreedores fiscales	151.642.793	125.001.962	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	155.598.484	185.999.809	-	-
Deuda acuerdo UTE - Techint	-	96.408.000	-	-
Deudas varias	34.201.761	22.609.220	-	-
Provisión Impuesto a la Renta	821.130.719	119.584.096	-	-
Provisiones varias	59.726.882	-	-	-
	3.621.804.134	2.649.988.065	3.705.880.330	1.987.658.892

(\*) El Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM) fue creado por el Consejo del Mercado Común y está destinado a financiar programas para promover la convergencia estructural, desarrollar la competitividad, promover la cohesión social y apoyar el funcionamiento de la estructura institucional y el fortalecimiento del proceso de integración. En tal sentido, a partir del ejercicio 2011 UTE ha recibido aportes del FOCEM para el proyecto de interconexión eléctrica de 500 MW entre la República Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, concretamente para la construcción de la línea aérea de 500 kV para conectar la convertidora de frecuencia de 50/60 Hz a las redes de transmisión uruguaya y brasileña existentes (San Carlos – Melo – Frontera). Al 31/12/14 se han recibido los siguientes aportes por un total de U\$S 83.028.000:

Ejercicio	Importe en U\$S	Equivalente en \$
2011	10.874.000	213.112.129
2012	47.613.883	931.232.324
2013	21.681.975	465.143.410
2014	2.858.142	69.644.346
<b>Total</b>	<b>83.028.000</b>	

Según se establece en la cláusula segunda del convenio de financiamiento, los recursos del FOCEM, asignados al proyecto, tendrán carácter de contribuciones no reembolsables, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en dicho convenio. Dando cumplimiento a tales exigencias, UTE ha efectuado rendiciones

de cuentas de más del 75% de los recursos recibidos en el primer y segundo desembolso y más del 80% del tercero, las cuales fueron aprobadas por parte del FOCEM, reconociéndose en aplicación de la NIC 20 "Contabilizaciones de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales" un ingreso diferido por subvenciones por un total de U\$S 61.901.087, equivalente a \$ 1.369.396.078. El activo relacionado a la subvención está en proceso de construcción y se espera que esté operativo en marzo/2015, por lo cual parte de dicha partida se expone en el corto plazo (\$ 25.676.176).

Al cierre del ejercicio 2014, el monto total recibido de fondos del FOCEM sin rendición de cuentas se expone como anticipos de largo plazo y asciende a U\$S 21.126.914, equivalente a \$ 514.841.755.

(\*\*) Tal como se indica en la Nota 4.18.7, las obras efectuadas por generadores privados necesarias para conectar su central generadora de energía eléctrica a la red de UTE, así como las obras de ampliación de dicha red, son transferidas a la propiedad de UTE. Al cierre del ejercicio se reconoció un ingreso diferido por los activos transferidos por un total de \$ 1.763.346.138, de los cuales \$ 1.726.675.808 corresponden a activos transferidos en el presente ejercicio.

### 5.13 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 145 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 143.144.996 equivalente a \$ 3.488.300.411 al 31/12/14. 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 de la Administración, 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 (4 expropiaciones por un total de \$ 2.484.247), debido a que si bien el Grupo es actor, sus resultados 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. 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 2014 y 2013:

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
Previsión por juicios	379.310.993	410.045.698	93.382.247	95.065.883

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2014	2013
Saldo inicial	505.111.581	317.605.775
Dotaciones e incrementos	41.009.288	205.594.598
Importes objeto de reversión	(64.812.142)	(17.098.315)
Importes utilizados contra la previsión	(8.615.487)	(990.478)
Total	472.693.240	505.111.581

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 15.650 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/14, de U\$S 22.588.206 equivalente a \$ 550.451.986, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

## **5.14 Beneficios post – empleo a los funcionarios**

### **5.14.1 Provisión por retiros incentivados**

Por Resolución R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, el Directorio de UTE aprobó un plan de retiro voluntario incentivado, pudiendo ampararse al mismo hasta un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplieran 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 se paga en forma mensual 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 corresponde al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizada 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 venció el 16 de abril de 2012, presentándose un total de 335 renunciaciones. La Resolución R11.-1905 autorizó la prórroga del régimen en caso de no alcanzar el cupo previsto de 500 funcionarios, de forma de amparar personal con causal jubilatoria al 31/12/13. En aplicación de dicha autorización, la Resolución R12.-1426 del 14 de setiembre de 2012, estableció un nuevo período para ampararse al régimen, el cual venció el 31/01/13. Para los funcionarios amparados en este nuevo período, el incentivo se calcula sobre la base de las retribuciones nominales sujetas a montepío percibidas durante el año 2012.

Los funcionarios interesados en adherirse al plan debían completar una solicitud y aguardar que fuera formalmente aprobada por el Directorio de UTE. Finalmente, del cupo previsto de 500 funcionarios, fueron aprobadas 487 renunciaciones. Por tal motivo, por Resolución R13.-1340 del 5 de setiembre de 2013 se estableció un nuevo período para ampararse al régimen, el cual venció el 04/10/13, completándose así el cupo originalmente previsto de 500 funcionarios. Al cierre del ejercicio, del total de renunciaciones aprobadas, el Grupo mantiene obligación de pago con 308 funcionarios.

Para la estimación de las provisiones, 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 por este concepto al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
Provisión por retiros	151.462.5	207.687.7	141.737.0	275.406.8

El cargo neto del ejercicio correspondiente a los planes de retiro, fue un incremento de gastos de \$ 26.949.904 (\$ 290.071.520 en 2013).

#### 5.14.2 Previsión por prestación de 200 kWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio de UTE 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 la empresa o al cónyuge supérstite, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh. Adicionalmente, las resoluciones de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007 y R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, extendieron 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.

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

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
Previsión 200 kWh	29.415.743	26.621.439	425.648.422	396.532.142

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica corresponde a un incremento de gastos de \$ 64.640.706 (reducción de gastos por \$ 18.899.504 en 2013), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

### 5.15 Patrimonio neto

#### *Capital y Ajustes al patrimonio*

El Capital se muestra a su valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión hasta la fecha de discontinuación del ajuste por inflación se expone en el capítulo Ajustes al patrimonio (Nota 4.3).

En el ejercicio 2014 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 151.259.037 (\$ 99.366.489 en el ejercicio 2013). Al cierre del ejercicio dicho aporte aún no fue formalmente autorizado por parte del Directorio de UTE, por lo cual se refleja como un aporte pendiente de capitalización.

### *Reserva por conversión*

Se incluye en Reserva por conversión la porción que corresponde al Grupo sobre la diferencia resultante de la conversión a pesos uruguayos de los estados contables de ROUAR S.A., expresados originalmente en dólares estadounidenses.

### *Transferencia neta al Fondo de estabilización energética*

El art. 773 de la Ley N° 18.719 creó el Fondo de estabilización energética con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y sobre las finanzas públicas, el cual está constituido en la Corporación Nacional para el Desarrollo. Dicha ley establece que el fondo "podrá tener una disponibilidad de hasta 4.000.000.000 UI" y se integrará "con recursos provenientes de Rentas Generales recaudados directamente, así como con versiones a Rentas Generales realizadas por UTE con este destino específico".

En el ejercicio 2010, UTE efectuó una transferencia de \$ 2.997.000.000 (\$ 3.255.719.400 expresado en moneda del 31/12/11) para la constitución del referido fondo.

El Decreto N° 442/011, con las modificaciones introducidas por el Decreto N° 305/014, reglamentó la forma en que se realizan los aportes al fondo, así como las condiciones de administración y utilización de los recursos. A su vez, encomendó a la Corporación Nacional para el Desarrollo en carácter de fideicomitente a celebrar un contrato de fideicomiso de administración con la Corporación Nacional Financiera de Fondos de Inversión en carácter de fiduciaria, para la administración de este fondo cuyo beneficiario será UTE. Dicho fideicomiso fue firmado el 11 de febrero de 2015.

En aplicación de la modalidad prevista por el Decreto N° 442/011 en los meses de mayo y junio de 2012, UTE recibió del referido fondo un total equivalente a \$ 3.322.403.678, en efectivo y bonos globales uruguayos.

En el segundo semestre del ejercicio 2013 UTE efectuó aportes al referido fondo por un total equivalente a \$ 3.258.297.009 (U\$S 30.979.813 por el aporte anual correspondiente al ejercicio 2012 y U\$S 120.000.000 por concepto de adelanto a cuenta del aporte anual del ejercicio 2013).

En el ejercicio 2014 se efectuaron aportes al fondo por un total equivalente a \$ 3.655.752.392, correspondientes a U\$S 112.628.660 (neto del adelanto efectuado en el ejercicio anterior) y UI 340.000.000, por el aporte anual del ejercicio 2013.

### *Versión de resultados*

Durante el ejercicio fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 1.354.860.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados por el referido importe (\$ 1.158.000.000 en 2013).

## **5.16 Cuentas de orden**

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Valores recibidos en garantía	12.067.789.262	10.387.445.455
Cartas de crédito abiertas en M/E	1.121.476.607	1.441.870.497
Deuda por construcción de estación convertora	45.568.944	67.695.183
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	34.817.556	27.623.893
	<b>13.269.652.368</b>	<b>11.924.635.027</b>

**NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

**6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza**

<b>Ingresos operativos netos</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	16.529.853.246	15.362.964.077
Consumo básico residencial	1.107.065.645	1.042.860.603
Bonificación consumo básico residencial	(655.610.358)	(613.933.004)
Medianos consumidores	6.535.588.701	6.123.461.948
Grandes consumidores	6.404.387.284	6.050.594.363
General	3.880.629.032	3.603.384.622
Cargos fijos	2.805.459.509	2.586.266.537
Alumbrado público	1.064.260.653	1.281.218.884
Zafra	245.071.758	225.040.285
Otras tarifas	175.825.068	85.427.042
	<b>38.092.530.539</b>	<b>35.747.285.356</b>
Venta de energía eléctrica al exterior	981.397.118	444.782.770
Bonificaciones	(564.123.384)	(476.654.020)
<b>Total</b>	<b>38.509.804.273</b>	<b>35.715.414.106</b>

<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Derechos de carga	290.209.375	301.050.574
Ingresos por peajes	141.182.446	94.239.402
Tasas	59.641.983	63.050.269
Ingresos por consultorías	43.280.572	44.140.245
Otros ingresos	35.037.620	55.687.957
Ingresos por derechos de uso estación convertora	17.170.754	15.103.272
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(35.194.273)	(30.683.222)
<b>Total</b>	<b>551.328.476</b>	<b>542.588.497</b>

<b>Ingresos varios</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Multas y sanciones	304.154.554	60.975.936
Ingresos por bienes producidos y reparados	215.123.631	184.144.446
Ventas varias y de otros servicios	195.809.457	287.769.993
Aportes de clientes para obras	130.032.540	588.825.571
Ingresos varios	68.082.393	87.072.867
Ingresos por eficiencia energética	17.705.991	1.654.000
Resultado por activos biológicos	(18.355.631)	(53.793.645)
<b>Total</b>	<b>912.552.934</b>	<b>1.156.649.168</b>

## 6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

<b>Costos de explotación</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Amortizaciones	4.860.252.744	4.324.792.048
Suministros y servicios externos	3.990.473.070	3.008.839.242
Compra de energía eléctrica	3.923.685.138	2.588.142.591
Personal	3.640.441.409	3.196.933.631
Materiales energéticos y lubricantes	3.272.149.364	8.351.641.524
Seguro climático	708.302.033	9.590.850
Materiales	452.515.749	357.334.275
Transporte	198.468.879	190.100.727
Tributos	33.422.366	29.351.258
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(89.482.675)	(77.072.834)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(441.732.862)	(406.250.466)
<b>Total</b>	<b>20.548.495.216</b>	<b>21.573.402.845</b>

<b>Gastos de administración y ventas</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Personal	3.583.612.498	3.367.539.355
Suministros y servicios externos	1.404.905.167	1.161.103.814
Impuesto al patrimonio	1.230.940.304	1.153.398.802
Amortizaciones	472.938.690	473.387.159
Tributos	307.956.899	181.445.895
Transporte	181.123.001	145.310.092
Materiales	138.649.049	130.371.192
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(18.574.378)	(13.880.350)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(34.605.761)	(28.177.415)
Pérdida (Reversión) por deudores incobrables (Nota 5.2)	(130.937.157)	617.531.688
<b>Total</b>	<b>7.136.008.312</b>	<b>7.188.030.232</b>

(\*) Corresponde a la porción de costos activados durante el ejercicio directamente asociados al desarrollo de bienes de uso, tal como se indica en la Nota 4.6.

<b>Gastos varios</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Subsidios y transferencias	264.367.378	183.955.700
Aportes a asociaciones y fundaciones	83.120.466	73.565.530
Indemnizaciones	65.921.642	289.269.329
Pérdida por deterioro del valor de los activos	35.134.219	-
Varios	20.663.945	147.302.410
Costo de ventas de equipos y otros bienes	13.875.286	7.906.911
Donaciones	9.774.373	24.312.826
Resultado por inversiones	7.892.775	41.281.519
Perdida (Reversión) por obsolescencia de materiales	(50.120.695)	193.411.160
<b>Gastos Servicios Auxiliares:</b>		
Personal	327.392.675	295.255.406
Materiales	184.393.329	166.899.766
Suministros y servicios externos	138.126.041	113.021.863
Amortizaciones	37.261.422	31.391.608
Tributos	8.508.235	6.074.892
Varios	5.864.380	1.095.369
Transporte	4.011.481	3.687.444
<b>Total</b>	<b>1.156.186.952</b>	<b>1.578.431.735</b>

### 6.3 Resultados financieros

	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	888.502.201	664.544.774
Ingresos por intereses	105.970.681	80.214.993
Otros cargos financieros netos	1.808.960	(3.747.129)
Resultado financiero por inversiones	182.313	801.678
Multas y recargos (BPS - DGI)	(2.884.150)	(878.054)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(56.744.204)	46.897.307
Descuento por pronto pago concedidos	(88.392.783)	(49.687.650)
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(111.317.986)	(90.753.636)
Egresos por intereses	(751.708.070)	(565.661.063)
Diferencia de cambio y cotización	(1.899.882.110)	(868.121.339)
<b>Total</b>	<b>(1.914.465.148)</b>	<b>(786.390.119)</b>

## NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos, son los siguientes:

	2014		2013	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo corriente</b>				
Disponibilidades	230.416	5.615.014	173.179	3.710.184
Activos financieros	74	1.813		
Créditos por ventas	10.081	245.667	7.706	165.099
Otros créditos	120.992	2.948.464	89.062	1.908.069
<b>Total activo corriente</b>	<b>361.564</b>	<b>8.810.958</b>	<b>269.947</b>	<b>5.783.352</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Otros créditos a largo plazo	5.970	145.491	95.445	2.044.809
Inversiones	136	3.304	261	5.585
<b>Total activo no corriente</b>	<b>6.106</b>	<b>148.794</b>	<b>95.705</b>	<b>2.050.394</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>367.670</b>	<b>8.959.752</b>	<b>365.653</b>	<b>7.833.746</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	102.573	2.499.590	106.581	2.283.388
- Financieras	123.507	3.009.744	176.767	3.787.065
- Diversas	5.979	145.698	7.647	163.837
Intereses a vencer	(11.358)	(276.780)	(9.709)	(208.002)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>220.701</b>	<b>5.378.252</b>	<b>281.287</b>	<b>6.026.288</b>
<b>Pasivo no corriente</b>				
Deudas:				
- Financieras	575.658	14.028.207	588.073	12.598.880
- Diversas	21.127	514.842	36.103	773.470
Intereses a vencer	(69.268)	(1.687.982)	(44.525)	(953.899)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>527.517</b>	<b>12.855.067</b>	<b>579.651</b>	<b>12.418.451</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>748.218</b>	<b>18.233.319</b>	<b>860.938</b>	<b>18.444.739</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA</b>	<b>380.548</b>	<b>9.273.567</b>	<b>495.285</b>	<b>10.610.993</b>

## 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 5.11, 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:

	2014	2013
Deuda (i)	26.070.382.417	22.588.109.061
Efectivo y equivalentes	(7.186.044.926)	(5.353.705.503)
Deuda neta	18.884.337.492	17.234.403.558
Patrimonio (ii)	104.475.262.425	98.812.957.225
Deuda neta sobre patrimonio	18,1%	17,4%

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

(ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, reserva por conversión, transferencia neta al fondo de estabilización energética, 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 11,62% (2013: 13,89%) o escenario 2 devaluación del 8,21% (2013: 5,02%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar. 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 del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

	Impacto moneda extranjera	
	2014	2013
Escenario 1:		
Pérdida	1.077.330.566	1.473.969.109
Escenario 2:		
Pérdida	761.475.967	532.927.003

### 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 manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo se han contratado Swaps 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 31/12/14. 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	-	56.268.035
Escenario reducción de tasas	14.067.009	-

#### *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
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 2014 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 142.982 (equivalentes a \$ 3.484.328), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 12.112 (equivalentes a \$ 277.949). Al 31/12/13 el pasivo ascendía a U\$S 467.539 (equivalentes a \$ 10.016.556).

## Swap Santander New York

- ▶ Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
27/10/2011	22/12/2011	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 2014 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 1.061.051 (equivalentes a \$ 25.856.764), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 2.404.256 (equivalentes a \$ 56.466.255). Al 31/12/13 el pasivo ascendía a U\$S 311.453 (equivalentes a \$ 6.672.572).

### 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	24.660	-
Escenario reducción de valor	-	49.119

### 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. Para los casos de concentración de riesgos crediticios con entidades municipales, UTE ha realizado, en el ejercicio 2013, acuerdos de refinanciación y quitas, y a su vez en junio de 2014 ha firmado un contrato de fideicomiso financiero, cobrando al cierre del ejercicio la mayor parte de dicha deuda, tal como se describe en la Nota 5.2.

### 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 31/12/14, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1-3 meses	3 meses - 1 año	1 - 5 años	Más de 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	78.246.422	272.908.547	2.232.854.836	7.358.149.943	16.230.675.512	26.172.835.260
Deudas financieras a tasa variable	-	413.977.040	941.655.213	2.686.953.771	2.849.150.743	6.891.736.767
	78.246.422	686.885.587	3.174.510.049	10.045.103.714	19.079.826.255	33.064.572.027

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de inversiones financieras al 31/12/14, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1-3 meses	3 meses - 1 año	1 - 5 años	Más de 5 años	Total
Activos financieros a tasa fija	720.156.099	-	1.825.482	3.650.964	-	725.632.544
	720.156.099	-	1.825.482	3.650.964	-	725.632.544

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

## NOTA 9 COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

### 9.1 Compromisos asumidos

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, UTE 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, fotovoltaica o pequeñas centrales hidráulicas. Son contratos que varían entre 4 y 30 años, en los que UTE se compromete a adquirir en exclusividad la energía generada por dichas centrales. Los precios están expresados en dólares estadounidenses, ajustables mediante una fórmula paramétrica. Los costos de conexión de las centrales generadoras a la red de UTE serán de cargo de las mismas, así como las obras de ampliación de dicha red. El monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 6.944 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.

A continuación se detallan los importes de los compromisos asumidos por fuente de generación:

	Importe en U\$S	Importe en \$
Biomasa	1.678.304.158	40.898.594.036
Eólica (*)	4.567.522.886	111.305.965.213
Fotovoltaica	698.372.216	17.018.632.538
	6.944.199.261	169.223.191.786

De acuerdo con los contratos firmados, se realizó una estimación de los pagos a efectuar, a partir del próximo ejercicio, y por un plazo de 30 años, determinándose los siguientes períodos y montos:

	Importe en U\$S							Total
	2015	2016-2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044	
Biomasa	121.398.298	473.893.191	548.491.489	380.797.921	153.723.259	-	-	1.678.304.158
Eólica (*)	228.588.327	914.324.543	1.142.905.679	1.142.905.679	1.138.798.659	-	-	4.567.522.886
Fotovoltaica	23.279.074	93.116.296	116.395.369	116.395.369	116.395.369	93.116.296	139.674.443	698.372.216
	373.265.698	1.481.334.030	1.807.792.537	1.640.098.969	1.408.917.287	93.116.296	139.674.443	6.944.199.261

(\*) Entre los pagos a efectuar por compra de energía de fuente eólica también se incluyen los correspondientes a los contratos de compraventa de energía eléctrica que han sido reconocidos como acuerdos de concesión de servicios, tal como se detalla en la Nota 5.9.

## 9.2 Garantías otorgadas

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 el Ente 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 original 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

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. El saldo adeudado por ISUR al 31 de diciembre de 2014, en concepto de capital, asciende a U\$S 35.185.687.

Adicionalmente, ISUR renovó préstamos bancarios con Citibank N.A. Sucursal Uruguay (quien endosó el vale a favor del Latin American Investment Bank Bahamas Limited) por U\$S 50.000.000 a una tasa fija del 2,57% anual, con una única amortización el 1° de marzo de 2013, cuyo pago ha sido avalado por UTE. El 5 de marzo de 2013 ISUR canceló el vale anterior y tomó un nuevo préstamo, avalado por UTE, con Latin American Investment Bank Bahamas Limited por U\$S 75.000.000 a una tasa del 3,6% + LIBOR 180 días, con amortización y pago de interés semestral. La amortización de capital tiene un período de gracia de dos años, y se realizará en 10 cuotas, siendo el vencimiento de la primera en setiembre de 2015. Dicho vale fue canjeado el 05 de setiembre de 2013, por tres vales de U\$S 60.000.000, U\$S 10.000.000 y U\$S 5.000.000, respectivamente, en las mismas condiciones que el vale original. En setiembre de 2013 se cedió el 20% de este contrato de préstamo al HSBC Chile (U\$S 15.000.000).

Con fecha 25 de abril de 2013, ROUAR S.A. firmó el contrato con Suzlon Wind Energy España SLU y Suzlon Wind Energy Uruguay S.A. (Suzlon) para la

construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de un Parque Eólico a instalarse en la Colonia Rosendo Mendoza, en el departamento de Colonia. En contrapartida, ROUAR S.A. asumió una obligación de pago por un total de U\$S 97.426.704. El 13 de setiembre de 2013, UTE firmó un contrato de fianza por el cual se constituye en fiador, liso y llano pagador de dichas obligaciones. Dicho contrato fue sustituido el 4 de diciembre de 2013 por otro, en el cual UTE garantiza el 50% de las obligaciones indicadas anteriormente, garantizando Eletrobras el 50% restante.

El 1° de octubre de 2013, Gas Sayago S.A. y RIKLUR COMPANY S.A., actualmente denominada GNLS S.A. (subsidiaria uruguaya de GDF SUEZ) firmaron el contrato para la prestación de servicios de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado. En dicha oportunidad UTE y ANCAP suscribieron un contrato de fianza solidaria, por el cual se constituyen en fiadores solidarios ilimitados, lisos y llanos pagadores de todas las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. referentes a este contrato, así como las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. en el Time Charterparty (una vez vencido el plazo de vigencia del contrato garantizado). El contrato obliga a Gas Sayago S.A. a pagar por la capacidad instalada de la terminal regasificadora y sus costos de operación un total de U\$S 14,3 millones en forma mensual, durante 15 años contados a partir de la fecha en que la terminal esté en condiciones de iniciar operaciones.

Al cierre del ejercicio 2014 Gas Sayago S.A. mantiene deuda por los siguientes préstamos contratados con Citibank N.A. Sucursal Uruguay:

- Vale firmado el 03/12/14 por U\$S 2.600.000, con vencimiento el 03/06/15, a una tasa de interés lineal anual de 3,32645%, con amortización total y pago de intereses al vencimiento del plazo.
- Vale firmado el 03/12/14 por U\$S 2.300.000, con vencimiento el 03/06/15, a una tasa de interés lineal anual de 3,32645%, con amortización total y pago de intereses al vencimiento del plazo. Dicho vale fue cedido por Citibank a Latin American Investment Bank Limited (LAIB).

UTE y ANCAP han otorgado una fianza solidaria sobre dichas obligaciones, en virtud de los contratos celebrados con fecha 30/10/13 (por hasta U\$S 6.000.000) y 31/03/14 (por hasta U\$S 3.600.000), por los cuales UTE responde por hasta el 90% y ANCAP hasta por el 10% de la deuda.

El 30/04/14 Gas Sayago S.A. firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) para la financiación de obras de dragado y construcción del gasoducto, por un monto de hasta U\$S 82,6 millones. El plazo para el pago es de hasta 10 años, en 16 cuotas semestrales consecutivas, la primera de las cuales se hará efectiva a los 30 meses de la firma del contrato. La tasa de interés pactada es LIBOR a 6 meses más un margen de 3,05%, con pago semestral de intereses. Al 31/12/14 Gas Sayago S.A. obtuvo desembolsos correspondientes a dicho contrato por un total de U\$S 33.406.224 (netos de gastos de evaluación y comisión de financiamiento por un total de U\$S 586.900). Con posterioridad al cierre del ejercicio se efectuaron nuevos desembolsos por un total de U\$S 10.118.618. Con fecha 25/03/14 UTE y ANCAP suscribieron un contrato de fianza por el cual se constituyeron en fiadores solidarios ilimitados, lisos y llanos pagadores de todas las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. bajo este contrato de préstamo.

Con fecha 12 de setiembre de 2014 ROUAR S.A. contrató un préstamo con el Banco do Brasil S.A – filial de Nueva York, por un total de U\$S 37.500.000 cuyo vencimiento original estaba previsto para el 23 de diciembre de 2014 pero fue prorrogado hasta el 23 de marzo de 2015. La tasa de interés corresponde a LIBOR 180 días más un spread del 1%. La deuda de ROUAR S.A. al 31/12/14

por concepto de capital asciende a U\$S 37.500.000. UTE ha otorgado garantía por el 50% de las deudas originadas por dicho préstamo.

## **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 fue 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 de 2011, encontrándose vigente en el 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)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Títulos de deuda	-	-	718.530.815	29.612.988	-	-
Créditos	-	-	364.597.194	364.765.423	25.703	25.703
Anticipos a ANCAP	-	-	2.658.260.308	509.131.985	-	-
Créditos con ROUAR S.A.	-	84.000	-	-	-	-
Créditos CONEX	734.867	1.577.057	13.797.461	14.054.945	-	-
Otros créditos	-	128.850.362	25.908.039	84.097.015	-	-
Créditos con bancos	-	-	6.403.119.026	5.173.026.884	-	-
Deudas financieras	-	-	2.087.392.587	4.632.955.763	-	-
Deudas comerciales	359.187	-	406.370.512	782.390.210	149.809.590	186.077.888

## 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)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Venta de energía	289.087	107.515	3.943.007.689	3.505.009.599	317.115	294.572
Ingresos ajenos a la explotación	295.595	-	185.995.603	177.468.280	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	9.380.938	9.075.291	38.048.593	29.258.702	-	-
Compra de energía	359.187	-	-	-	894.212.242	1.086.369.154
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	10.478.629.010	15.368.384.371	-	-
Intereses perdidos y otros resultados financieros	-	-	89.976.640	89.447.479	-	-
Intereses ganados	5.244.408	306.362	25.084.699	25.144.992	-	-
Aportes de capital	1.191.236.810	253.245.188	-	-	-	-
Transf. neta al Fondo Estabilización Energética	-	-	3.655.752.392	3.258.297.009	-	-
Versión de resultados	-	-	1.354.860.000	1.158.000.000	-	-

Las retribuciones al Directorio de UTE ascendieron a \$ 7.515.440 en el ejercicio 2014 (\$ 4.905.469 en 2013). Los Directorios de ISUR S.A. y AREAFLIN S.A. no perciben remuneraciones.

UTE ha otorgado garantías a favor de entidades que brindan asistencia financiera a Gas Sayago S.A. y ROUAR S.A., así como a favor de las empresas con las que dichas sociedades han efectuado sus principales contratos (Nota 9.2).

Los aportes de capital en negocios conjuntos corresponden a los efectuados en ROUAR S.A. por un total de \$ 354.236.810 y en Gas Sayago S.A. por \$ 837.000.000, tal como se indica en Nota 4.23.

## 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:

- 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)
- 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
- 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 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 aquéllos 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)

2014							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				38.509.804	43.281	1.420.601	39.973.686
Costos de explotación	(13.648.284)	(1.774.598)	(4.670.241)		(43.608)	(411.764)	(20.548.495)
Gastos de adm. y ventas				(2.620.417)		(4.515.591)	(7.136.008)
Resultados financieros							(1.914.465)
Gastos ajenos a la explotación							(1.156.187)
Impuesto a la renta							1.266.372
							10.484.903
Total de activo	50.339.788	25.391.751	39.318.027	3.270.725	12.401	43.128.193	161.460.885
Total de pasivo							56.985.622
Incorporaciones de bienes de uso en servicio	2.848.121	1.975.289	1.516.885	182.917		1.246.557	7.769.769
2013							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				35.715.414	44.140	1.655.097	37.414.652
Costos de explotación	(15.309.109)	(1.554.414)	(4.238.255)		(38.025)	(433.599)	(21.573.403)
Gastos de adm. y ventas				(3.130.820)		(4.057.210)	(7.188.030)
Resultados financieros							(786.390)
Gastos ajenos a la explotación							(1.578.432)
Impuesto a la renta							198.629
							6.487.026
Total de activo	28.578.815	22.680.610	37.826.083	3.182.520	70.248	38.616.698	130.954.974
Total de pasivo							32.142.017
Incorporaciones de bienes de uso en servicio	103.747	260.478	1.632.787	1.714		544.355	2.543.081

- Los gastos de generación incluyen miles de \$ 3.923.685 (miles de \$ 2.588.143 en 2013) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.833.360 (miles de \$ 1.214.062 en 2013) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.

- (2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 777.162 (miles de \$ 819.578 en 2013) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 1.930.964 (miles de \$ 1.953.342 en 2013) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 190.602 (miles de \$ 224.885 en 2013) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (5) 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

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2010	6.092	42	-
2011	6.332	64	-
2012	6.270	184	-
2013	6.549	221	-
2014	6.761	193	-

**Literal B** Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2014 en pesos uruguayos

<b>Ingresos de explotación</b>		39.061.132.750
Venta de energía eléctrica	39.073.927.657	
Bonificaciones	(564.123.384)	
Servicios de consultoría	43.280.572	
Otros ingresos de explotación	508.047.905	
<b>Ingresos ajenos a la explotación</b>		912.552.934
<b>Total de ingresos</b>		<b>39.973.685.683</b>

**Literal C** Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2014 en pesos uruguayos

<b>Costos de explotación</b>		20.548.495.216
Generación	7.891.238.019	
Trasmisión	1.104.595.763	
Distribución	3.163.332.073	
Despacho Nacional de Cargas	92.999.370	
Consultoría externa	43.607.644	
Compra de energía	3.923.685.138	
Amortización	4.860.252.744	
Trabajos para inversiones en curso	(531.215.537)	
<b>Gastos de administración y ventas</b>		7.136.008.312
Comerciales	2.732.470.242	
Administración de operación y mantenimiento	812.577.532	
Servicios administrativos de apoyo	3.644.140.678	
Trabajos para inversiones en curso	(53.180.139)	
<b>Gastos ajenos a la explotación</b>		1.156.186.952
<b>Resultados financieros</b>		1.914.465.148
<b>Impuesto a la renta</b>		(1.266.372.462)
<b>Total de gastos</b>		<b>29.488.783.166</b>
<b>Resultado del ejercicio atribuible a la controladora</b>		<b>10.490.649.914</b>
<b>Resultado atribuible a accionistas minoritarios</b>		<b>(5.747.396)</b>
<b>Resultado del ejercicio</b>		<b>10.484.902.518</b>

## **Literal D** Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2014 en pesos uruguayos

IVA		2.816.578.486
IMPUESTO A LA RENTA		
- Anticipos		187.480
- Anticipos a la renta en la importación		698.903
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.507.421.091
- Crédito impuesto al patrimonio 2013		(320.763.061)
ICOSA		10.901
RETENCIONES		1.387.178.174
- Impuesto al patrimonio	386.069	
- IVA e IRNR empresas del exterior	45.120.780	
- IVA Dec. 528/003	1.324.959.181	
- IRPF trabajadores independientes	15.281.633	
- IRPF arrendamientos	602.216	
- IRPF obligaciones negociables	537.800	
- IRNR obligaciones negociables	9.767	
- 90% IVA servicios de salud	135.203	
- IASS	145.525	
Tasa Tribunal de Cuentas		8.504.208
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE)		48.279.103
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		56.540.424
Tasa despacho de cargas (ADME)		86.970.238
<b>Total</b>		<b>5.591.605.947</b>

## **Literal E** Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 1.354.860.000.

### **NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL**

El proyecto responde a la estrategia de complementación de fuentes de abastecimiento dirigidas a atender el crecimiento de la demanda de electricidad, en condiciones competitivas y sustentables, contribuyendo a disminuir riesgos y mejorar el perfil de suministro, vinculándose directamente a los lineamientos de la Política Energética Nacional.

El proyecto tuvo una fase inicial preparatoria hasta 2010, incluyendo allí una posible alternativa conjunta con entidades argentinas. Cumplida una importante etapa de desarrollo de capacidades técnicas, se dio impulso al desarrollo del proyecto focalizado en los sectores energéticos uruguayos, manteniendo las posibilidades futuras de intercambios regionales.

La introducción del Gas Natural Licuado (GNL) como forma de alimentación de gas natural, permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso a este energético, dado el importante número y distribución geográfica de proveedores. El proyecto también aprovecha infraestructura de transporte de gas ya existente y un creciente desarrollo del acceso al GNL a nivel mundial, mercado influido positivamente también por otras formas de producción de hidrocarburos, como la extracción de gas denominada no-convencional.

El proyecto en Uruguay comprende dos principales rubros: 1) la contratación para implantación y funcionamiento de instalaciones físicas de recepción del GNL en ubicación off-shore próxima a Punta Sayago, 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 para generación en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en Octubre/2013 se firmó el contrato entre Gas Sayago S.A.- empresa de propósito específico formada por UTE y ANCAP- y RIKLUR COMPANY S.A., actualmente denominada GNLS S.A., para "diseñar, construir, operar y mantener una terminal para recibir, almacenar y regasificar GNL, entregar GN y eventualmente entregar GNL". En 2014 se completó el dragado del nuevo canal de acceso y dársena y se iniciaron los trabajos de dragado en el sitio marítimo, con el hincado de pilotes, así como la fabricación de acropodos en el obrador. También se continuó la certificación de diseño constructivo de escollera y se adjudicó la obra del gasoducto de conexión (siendo Gas Sayago el concesionario del mismo).

La capacidad de almacenamiento y regasificación (10 MMm<sup>3</sup>/d, ampliable a 15 MMm<sup>3</sup>/d) prevé comenzar con un buque existente y luego de Noviembre de 2016 mediante un nuevo barco ya en construcción, de 263.000 m<sup>3</sup> de capacidad bruta. El negocio se basa en la contratación durante 15 años del servicio de almacenamiento y regasificación realizado por un tercero (GNLS), remunerándolo a través de un canon periódico.

En paralelo con las acciones mencionadas, UTE y ANCAP como tales, han cumplido etapas hacia la contratación del GNL a Uruguay. En particular, se ha interactuado con propuestas de más de una docena de proveedores mundiales con alto interés en el abastecimiento y se cumplieron rondas de intercambio de posibilidades y características de contratación. En 2014, los Directorios de ambos Entes definieron que el proceso avanzara a una lista reducida de empresas cuyo planteo fuera el mejor adaptado a las características de suministro a Uruguay, previéndose que en 2015 se complete la estructuración del abastecimiento firme de GNL al país.

#### **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 en el primer trimestre del próximo ejercicio.

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 fecha 25 de febrero de 2015 se realizó una emisión de obligaciones negociables por UI 825.770.000 (aproximadamente U\$S 100 millones). Dicha deuda se contrajo a largo plazo, generando un interés fijo del 4,75% anual, pagadero semestralmente, con amortización en los últimos tres años de vencimiento (2033, 2034 y 2035). El 31% de dicha emisión se concretó mediante el canje de obligaciones negociables, series I y III, emitidas en diciembre 2009 y 2010, respectivamente (detalladas en Nota 5.12.1); el 69% se concretó en efectivo.

Salvo por lo mencionado anteriormente, con posterioridad al 31 de diciembre de 2014 no se han producido hechos o circunstancias que afecten significativamente la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y los flujos