



**TECNICAS REUNIDAS**

**RESULTADOS PRIMER SEMESTRE  
Enero – Junio 2014**

**ÍNDICE:**

- 1. Principales magnitudes**
  - 2. Cartera**
  - 3. Cuenta de resultados consolidada**
  - 4. Balance consolidado**
- ANEXO: Comunicaciones a la CNMV**

**Los Resultados del Primer Semestre 2014 han sido objeto de  
revisión limitada por los Auditores (PWC)**

## 1. PRINCIPALES MAGNITUDES

PRINCIPALES MAGNITUDES <i>Enero - Junio</i>	1S 2014 € millones	1S 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Cartera	7.810,2	7.004,6	11,5%	6.376,6
Ingresos ordinarios	1.478,7	1.394,6	6,0%	2.846,1
EBITDA	81,0	77,6	4,4%	157,3
<i>Margen</i>	5,5%	5,6%		5,5%
EBIT	75,3	73,1	3,1%	148,0
<i>Margen</i>	5,1%	5,2%		5,2%
Beneficio neto	66,5	67,4	-1,3%	128,5
<i>Margen</i>	4,5%	4,8%		4,5%
Posición Neta de Tesorería	672,6	611,0	10,1%	628,6

### LAS ADJUDICACIONES DEL 2T 2014 IMPULSAN UN NUEVO RECORD DE CARTERA

- La cartera alcanzó una cifra record de € 7.810,2 millones y la cifra de adjudicaciones de 1S 2014 fue de € 2.764,3 millones.
- Las principales adjudicaciones de 2T 2014 fueron: el proyecto GICC de Jazan para Saudi Aramco (valor total de USD 1.700 millones) y la refinería de Talara para Petroperú (valor total de USD 2.700 millones).
- En julio de 2014, se adjudicaron nuevos proyectos a la división de energía en la República Dominicana, Polonia y Perú, por un valor conjunto aproximado de € 350 millones.
- Las ventas de 1S 2014 crecieron un 6% hasta € 1.478,7 millones, comparadas con unas ventas de € 1.394,6 millones en 1S 2013.
- El EBITDA y el EBIT aumentaron un 4,4% y un 3,1%, respectivamente, alcanzando € 81,0 millones y € 75,3 millones. El beneficio neto fue de € 66,5 millones en 1S 2014, con un gasto por impuestos ligeramente más alto que el año anterior.
- La posición de caja neta ascendió a € 672,6 millones, un 10% superior al nivel alcanzado en Junio de 2013, ya que la compañía recibió algunos anticipos de clientes significativos en el trimestre.

## 2. CARTERA

	Proyecto	País	Cliente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Refinería Talara	Peru	Petroperu	2018
	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Refinería Star	Turquía	SOCAR	2017
	Refinería Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	Refinería Amberes	Bélgica	Total	2016
	Unidades de refino Cochabamba y Santa Cruz	Bolivia	YPFB Refinación SA	2016
	Refinería Volgograd	Rusia	Lukoil	2015
	Sadara	Arabia Saudita	Saudi Aramco/Dow Chemical	2015
	Kemya	Arabia Saudita	Sabic/Exxon Mobil	2015
	Proyecto NAT	Australia	Yara Int./Orica Lim./Apache Corp.	2015
	Petrokemya	Arabia Saudita	Sabic	2014
	Refinería Yanbu	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2014
	Refinería Izmit	Turquía	Tüpras	2014
	Refinería Normandía	Francia	Total	2014
Khabarovsk	Rusia	OC Alliance	2014	
Upstream y Gas	Arenas bituminosas	Canada	Canadian Natural Resources	2016
	Offshore Perla	Venezuela	Repsol/Eni	2016
	Campo de gas Touat	Argelia	GDF Suez / Sonatrach	2016
	Campo Margarita II	Bolivia	Repsol/British Gas/Pan American Energy	2015
	Gran Chaco	Bolivia	YPFB	2014
	Shah	Emiratos Árabes Unidos	ADNOC	2014
	Tanque GNL Mejillones	Chile	Codelco/GDF Suez	2014
	SAS*	Emiratos Árabes Unidos	ADCO	-
Energía	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
I & I	Desaladora Southern Sea Water fase 2	Australia	Water Corporation	2014

\* Proyecto en fase de comisionado o realizando servicios de puesta en funcionamiento de la planta

### **Cartera a 30 de Junio de 2014**

A finales de junio de 2014, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) creció un 11,5% comparada con la cartera de finales de junio de 2013 y ascendió a € 7.810 millones. Esta cifra es la mayor cartera conseguida por la compañía en su historia.

Durante el segundo trimestre de 2014, la compañía recibió importantes proyectos que llevaron la cifra de pedidos de 1S 2014 hasta € 2.764 millones. Las principales adjudicaciones del 2T 2014 fueron:

- Saudi Aramco seleccionó a TR para la ejecución del proyecto de instalaciones auxiliares y áreas comunes (Utilities & Common Area) dentro del complejo GICC de Jazan (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado), localizada en la provincia de Jazan, una región al suroeste de Arabia Saudí.

El complejo GICC de Jazan, convertirá en gas de síntesis el residuo de vacío obtenido de la refinería adyacente. Este complejo será la planta de gasificación de este tipo más grande del mundo.

El alcance del proyecto adjudicado bajo el esquema llave en mano, incluye los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos, construcción, precomisionado y soporte a la puesta en marcha de las unidades. El contrato tiene un valor aproximado de USD 1.700 millones y las instalaciones entrarán en funcionamiento en 2017.

- Petroperú y TR firmaron el acuerdo final de conversión a contrato llave en mano para el proyecto de la modernización de la refinería de Talara, Perú. El valor del contrato es de aproximadamente USD 2.700 millones.

El proyecto de modernización permitirá incrementar la producción de la refinería de 62.000 a 95.000 barriles al día y tendrá una duración aproximada de 55 meses.

El proyecto incluye:

- la ampliación y modificación de las unidades de proceso existentes: unidad de destilación primaria, complejo de craqueo catalítico y unidad de destilación de vacío.
- la construcción de nuevas unidades de proceso: hidrotratamiento de diesel, hidrotratamiento de nafta craqueada, flexicoker, hidrotratamiento de nafta, reformación catalítica de nafta, planta de aminas y planta de cogeneración.
- la ampliación y modificación de los servicios auxiliares.

En julio de 2014 la compañía fue adjudicataria de otros proyectos relevantes que serán incluidos en la cartera del 3T 2014:

- AES Dominicana, a través de Dominican Power Partners (DPP), adjudicó a TR la ejecución de las obras de conversión a ciclo combinado de la central eléctrica Los Mina en Santo Domingo, República Dominicana.

La nueva central permitirá aumentar su capacidad de generación de energía en 114 MWe adicionales al actual ciclo abierto de 210 MWe. La planta cuenta con dos turbinas de gas que operan en ciclo abierto.

El valor del contrato es de aproximadamente USD 140 millones. A la firma del mismo, DPP emitirá una orden de ejecución limitada, a la que seguirá el aviso de ejecución final, previsto para septiembre de este año. La planta se finalizará en un plazo de 27 meses tras el aviso de ejecución final.

- Polska Grupa Energetyczna (PGE) adjudicó al consorcio formado por TR, junto con Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) y Budimex, un contrato llave en mano para la construcción de una nueva unidad de generación de carbón en la central eléctrica de Turów en Bogatynia, al sudoeste de Polonia.

El valor total del contrato asciende a 3.250 millones de zloty (aproximadamente € 770 millones) lo que representará para TR un incremento de cartera de aproximadamente € 170 millones.

La orden para proceder a la ejecución del contrato será notificada por PGE antes de finales de este año. La central estará operativa a los 56 meses de la orden de ejecución.

- EnerSur, una de las principales compañías de generación de energía eléctrica en Perú y parte del grupo GDF Suez, seleccionó a TR y a JJC Contratistas Generales, para la ejecución del diseño y construcción de una nueva central de generación de energía eléctrica en Ilo, en el sur de Perú.

La nueva central contempla la instalación de tres turbinas de gas con combustible dual con una potencia neta total de 500 MWe  $\pm$ 20%. El contrato tiene un valor aproximado de USD 240 millones, la mitad de este importe corresponde a TR.

Tras la firma del contrato, EnerSur dará una orden de ejecución limitada a la que seguirá la orden de ejecución final, prevista para octubre de 2014. La planta estará en operación 23 meses tras la orden de ejecución final.

### 3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA Enero - Junio	1S 2014 € millones	1S 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>1.478,7</b>	<b>1.394,6</b>	<b>6,0%</b>	<b>2.846,1</b>
Otros ingresos	1,6	5,1		7,7
<b>Ingresos totales</b>	<b>1.480,3</b>	<b>1.399,7</b>	<b>5,8%</b>	<b>2.853,8</b>
Aprovisionamientos	-960,6	-934,2		-1.945,6
Costes de Personal	-243,2	-217,1		-439,1
Otros gastos de explotación	-195,5	-170,8		-311,8
<b>EBITDA</b>	<b>81,0</b>	<b>77,6</b>	<b>4,4%</b>	<b>157,3</b>
Amortización	-5,7	-4,5		-9,2
<b>EBIT</b>	<b>75,3</b>	<b>73,1</b>	<b>3,1%</b>	<b>148,0</b>
Resultado financiero	4,5	4,7		5,3
Resultado por puesta en equivalencia	-0,5	0,2		-2,8
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>79,3</b>	<b>78,0</b>	<b>1,7%</b>	<b>150,5</b>
Impuesto sobre las ganancias	-12,8	-10,5		-22,0
<b>Beneficio del Ejercicio</b>	<b>66,5</b>	<b>67,4</b>	<b>-1,3%</b>	<b>128,5</b>

#### 3.1 INGRESOS ORDINARIOS

DESGLOSE DE INGRESOS Enero - Junio	1S 2014 € millones	%	1S 2013 € millones	%	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Petróleo y Gas</b>	<b>1.404,7</b>	<b>95,0%</b>	<b>1.276,5</b>	<b>91,5%</b>	<b>10,0%</b>	<b>2.613,8</b>
<b>Generación de Energía</b>	<b>29,5</b>	<b>2,0%</b>	<b>39,8</b>	<b>2,9%</b>	<b>-26,0%</b>	<b>79,1</b>
<b>Infraestructuras e Industrias</b>	<b>44,5</b>	<b>3,0%</b>	<b>78,2</b>	<b>5,6%</b>	<b>-43,1%</b>	<b>153,2</b>
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>1.478,7</b>	<b>100%</b>	<b>1.394,6</b>	<b>100%</b>	<b>6,0%</b>	<b>2.846,1</b>

En 1S 2014, las ventas netas crecieron un 6,0% hasta € 1.478,7 millones, comparado con unas ventas netas de € 1.394,6 millones en 1S 2013.

Petróleo y Gas: Los ingresos de esta división crecieron un 10,0% y alcanzaron los € 1.404,7 millones en 1S 2014. Los ingresos de petróleo y gas representaron el 95% de la facturación total. La división de Refino y Petroquímica se mantuvo como la división que más contribuye a las ventas totales.

- Refino y Petroquímica: Los principales proyectos en cuanto a contribución en ventas fueron: Volgogrado para Lukoil (Rusia), Izmit para Tüpras (Turquía), TAN para Yara/Orica/Apache (Australia), tres proyectos en Sadara para Dow Chemical/ Saudi Aramco (Arabia Saudita), Kemya para Sabic / Exxon Mobil (Arabia Saudita), Petrokemya para Sabic (Arabia Saudita) y Optara para Total (Bélgica).
- Producción y Gas Natural: Los proyectos que más contribuyeron a la facturación fueron el proyecto de Gran Chaco para YPFB (Bolivia), el proyecto de arenas bituminosas para CNR (Canadá) y el proyecto de Shah para ADCO (Abu Dhabi).

**Generación de Energía:** Las ventas de la división de energía descendieron desde € 39,8 millones en 1S 2013 hasta € 29,5 millones en 1S 2014, como consecuencia de un menor nivel de adjudicaciones en años anteriores. Los nuevos proyectos adjudicados en julio de 2014 tendrán impacto en los trimestres futuros.

**Infraestructuras e Industrias:** En 1S 2014, las ventas de esta división se redujeron en un 43,1% hasta € 44,5 millones, comparado con € 78,2 millones en 1S 2013. Los proyectos de desalación siguen siendo los que más contribuyen a las ventas de la división.

### 3.2 BENEFICIO OPERATIVO

<b>MARGEN OPERATIVO</b> Enero - Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>EBITDA</b>	81,0	77,6	4,4%	157,3
<b>Margen</b>	5,5%	5,6%		5,5%
<b>EBIT</b>	75,3	73,1	3,1%	148,0
<b>Margen</b>	5,1%	5,2%		5,2%

  

<b>DESGLOSE EBIT</b> Enero - Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>Beneficio Operativo de las Divisiones</b>	108,0	106,8	1,2%	215,3
<b>Costes no asignados a Divisiones</b>	-32,7	-33,7	-3,1%	-67,2
<b>Beneficio de explotación (EBIT)</b>	<b>75,3</b>	<b>73,1</b>	<b>3,1%</b>	<b>148,0</b>

- En 1S 2014, EBITDA y EBIT aumentaron un 4,4% y 3,1% respectivamente, hasta € 81,0 millones y € 75,3 millones respectivamente.
- En 1S 2014, los márgenes EBITDA y EBIT se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior.

### 3.3 BENEFICIO NETO

<b>BENEFICIO NETO</b> Enero - Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
Beneficio neto después de impuestos	66,5	67,4	-1,3%	128,5
<i>Margen neto</i>	4,5%	4,8%		4,5%

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> Enero - Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Resultado financiero*	4,0	4,5	7,1
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	0,4	0,3	-1,8
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>4,5</b>	<b>4,7</b>	<b>5,3</b>

\* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 1S 2014, el beneficio neto disminuyó un 1,3% hasta € 66,5 millones, como resultado de:

- Resultado financiero neto: En junio de 2014, el resultado financiero fue de € 4,5 millones, mostrando una ligera reducción respecto a junio de 2013, debido a un menor rendimiento de la tesorería.
- Tasa impositiva: En 1S 2014, la compañía devengó un gasto por impuestos de € 12,8 millones, cifra superior a los € 10,5 millones devengados en 1S 2013.



#### 4. BALANCE CONSOLIDADO

<b>BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO</b> 30 de Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
<b>ACTIVO</b>			
Inmovilizado material e inmaterial	117,4	107,5	112,8
Inversiones en asociadas	16,8	9,2	12,4
Impuestos diferidos	37,3	34,1	37,9
Otros activos no corrientes	7,2	12,1	11,1
<b>Activos no corrientes</b>	<b>178,6</b>	<b>163,0</b>	<b>174,1</b>
Existencias	25,2	26,2	24,3
Deudores	1.515,6	1.655,9	1.461,1
Otros activos corrientes	30,2	52,2	44,8
Efectivo y activos financieros	701,1	642,9	658,7
<b>Activos corrientes</b>	<b>2.272,1</b>	<b>2.377,3</b>	<b>2.188,8</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2.450,7</b>	<b>2.540,2</b>	<b>2.362,9</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Fondos propios</b>	<b>468,0</b>	<b>427,6</b>	<b>438,5</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>46,6</b>	<b>53,3</b>	<b>54,6</b>
Deuda Financiera	24,5	31,7	25,9
Otros pasivos no corrientes	22,1	21,5	28,7
<b>Provisiones</b>	<b>18,6</b>	<b>22,3</b>	<b>29,6</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Deuda Financiera	4,0	0,2	4,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.814,8	1.950,8	1.729,8
Otros pasivos corrientes	98,8	86,1	106,3
	<b>1.917,6</b>	<b>2.037,0</b>	<b>1.840,2</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.982,7</b>	<b>2.112,6</b>	<b>1.924,4</b>
<b>TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS</b>	<b>2.450,7</b>	<b>2.540,2</b>	<b>2.362,9</b>

<b>FONDOS PROPIOS</b> 30 de Junio	<b>1S 2014</b> € millones	<b>1S 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	540,8	509,4	548,1
Autocartera	-73,4	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	-3,0	-12,2	-4,4
Dividendo a cuenta	0,0	0,0	-35,8
Intereses minoritarios	3,5	3,8	4,0
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>468,0</b>	<b>427,6</b>	<b>438,5</b>

<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b> <b>30 de Junio</b>	<b>1S 2014</b> <b>€ millones</b>	<b>1S 2013</b> <b>€ millones</b>	<b>Año 2013</b> <b>€ millones</b>
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.571,0	1.734,4	1.530,2
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.913,6	-2.036,9	-1.836,1
<b>CAPITAL CIRCULANTE NETO</b>	<b>-342,6</b>	<b>-302,5</b>	<b>-306,0</b>
Activos financieros corrientes	62,2	58,5	67,9
Efectivo y otros medios líquidos	638,9	584,4	590,8
Deuda financiera	-28,5	-31,9	-30,0
<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>672,6</b>	<b>611,0</b>	<b>628,6</b>
<b>Tesorería neta + capital circulante neto</b>	<b>330,0</b>	<b>308,5</b>	<b>322,7</b>

- Los fondos propios de la compañía ascendieron a € 468,0 millones, € 40,4 millones más que en junio de 2013, como resultado del beneficio generado en 1S 2014 menos el dividendo complementario aprobado por la JGA, además de un menor impacto de las reservas de cobertura.
- A 30 de junio de 2014, la posición neta de tesorería creció hasta € 672,6 millones, cifra mayor que la alcanzada en junio y diciembre de 2013, principalmente debido a la recepción del anticipo del proyecto de Talara.
- En diciembre de 2013, el Consejo de Administración aprobó un dividendo ordinario de € 0,667, a cargo de los resultados de 2013 y que fue pagado el 16 de enero de 2014. En febrero, la compañía anunció un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2013, que fue pagado el 15 de julio 2014. En consecuencia, el dividendo total pagado en 2014 a cargo de los resultados de 2013, fue de € 75 millones (€ 1,3955 por acción), lo que representa la misma cantidad en valor absoluto que los dividendos pagados en 2013.

## **ANEXO: COMUNICACIONES A LA CNMV HECHOS RELEVANTES Y OTRAS COMUNICACIONES**

En el segundo trimestre de 2014, la compañía comunicó a la CNMV los siguientes hechos relevantes:

- Saudi Aramco, la empresa estatal de petróleo de Arabia Saudí, seleccionó a TR para la ejecución del contrato llave en mano del proyecto Utilities & Common Area dentro del complejo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado) que será desarrollado en la provincia de Jazan, sudoeste de Arabia Saudí.

El complejo GICC de Jazan, que será el más grande del mundo de este tipo, convertirá en gas de síntesis el residuo de vacío obtenido de la refinería adyacente, de 400.000 bpd de capacidad y en la que TR se encuentra ejecutando actualmente dos proyectos.

La unidad de gasificación tendrá una capacidad de 2.110.000 Nm<sup>3</sup>/h de gas de síntesis, que será utilizado para producir hidrogeno purificado para la refinería, así como para producir electricidad y otros servicios de refinería. La capacidad eléctrica de la planta será de aproximadamente 2.400 MW, los cuales serán en gran parte exportados a la red nacional.

El alcance del proyecto incluye la ejecución de las instalaciones de los servicios auxiliares de la planta GICC bajo un contrato llave en mano que comprende los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos, construcción, precomisionado y soporte a la puesta en marcha de las unidades.

El monto del contrato es cercano a los USD 1.700 millones y las instalaciones entrarán en operación en 2017. Este nuevo contrato es el segundo para la división de energía de TR con Saudi Aramco, tras haber entregado satisfactoriamente la planta de cogeneración de Manifa.

La adjudicación de este contrato pone de manifiesto la inmejorable posición competitiva de TR en el mercado de Arabia Saudí, y demuestra cómo se continúa afianzando la confianza adquirida por parte de uno de sus clientes más importantes, Saudi Aramco, con el que ha estado trabajando ininterrumpidamente desde 2003.

Saudi Aramco es la mayor empresa de petróleo del mundo, gestionando reservas probadas de más de 260.000 millones de barriles de capacidad y produciendo en torno a 10 millones de barriles de crudo al día. Con sede en Dhahran (Arabia Saudí), Saudi Aramco cuenta con subsidiarias y filiales en Arabia Saudí, China, Japón, India, Holanda, Corea del Sur, Singapur, Emiratos Árabes, Egipto, Reino Unido y EE.UU.

- TR y Petroperú firmaron el acuerdo final de conversión a contrato llave en mano para el proyecto de la modernización de la refinería de Talara, Perú, para la ejecución de la ingeniería, aprovisionamientos y construcción de las unidades de tratamiento de crudo de la modernización de dicha refinería.

El acuerdo alcanzado ahora corresponde a la conversión del anterior contrato adjudicado bajo la modalidad "open book" (o libros abiertos) y su valor total es de algo más USD 2.700 millones.

Se trata del mayor proyecto llave en mano de refino del mundo adjudicado a un solo contratista, hito que ya consiguió Técnicas Reunidas en 2011 con la contratación en Turquía de otro proyecto llave en mano de refino por USD 2.400 millones.

El proyecto incluye el diseño y la ingeniería de detalle, el aprovisionamiento de todos los equipos y materiales, la construcción y asistencia a la puesta en marcha de las instalaciones en un plazo de 55 meses. El objetivo del proyecto es producir combustibles, diesel y gasolina, de acuerdo a los nuevos requerimientos ambientales peruanos (máximo contenido de azufre de 50 ppm), a precios competitivos. El proyecto de modernización permitirá incrementar la producción de la refinería de 62.000 a 95.000 barriles al día.

El proyecto contribuirá también a una reducción del impacto ambiental, una producción de combustibles de mejor calidad y por supuesto un aumento de la capacidad de procesar crudos pesados para incrementar su flexibilidad operativa.

En el marco de la preocupación por el medio ambiente, esta refinería tendrá emisiones mínimas, generará su propia energía eléctrica y dispondrá de sus instalaciones de desalinización y potabilización del agua de mar para no alterar los acuíferos de la zona.

El proyecto incluye:

- la ampliación y modificación de las unidades de proceso existentes: unidad de destilación primaria, complejo de craqueo catalítico y unidad de destilación de vacío.
- la construcción de nuevas unidades de proceso: hidrotratamiento de diesel, hidrotratamiento de nafta craqueada, destilación de vacío, flexicoker (compleja unidad de refino en la que TR es de las pocas empresas del mundo con experiencia y referencias), hidrotratamiento de nafta, reformación catalítica de nafta, planta de aminas y planta de cogeneración.
- la ampliación y modificación de los servicios auxiliares.

Con esta nueva adjudicación, TR refuerza su posición global como proveedor de know-how tecnológico en los proyectos más complejos de refino.

Petroperú es una empresa de propiedad del Estado y de derecho privado dedicada a la exploración, producción, transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo. La compañía se encuentra entre los principales contribuyentes del estado peruano, emplea directamente a cerca de 2.500 personas y desarrolla la cadena Petrored, con más de 500 estaciones de servicio afiliadas, la más grande en todo en territorio nacional.

- De acuerdo con la resolución aprobada en la Junta General de Accionistas, la compañía comunicó a la CNMV el pago final del dividendo 2013. En febrero, el Consejo de Administración decidió proponer a la Junta General de Accionistas un dividendo total de € 75 millones (1,3955 Euros por acción), a cargo de los resultados de 2013.

En julio, la compañía distribuyó un dividendo complementario de € 39 millones, entre las acciones no incluidas como autocartera, que ascendió a € 0,7285 por acción.

También, desde el final del segundo trimestre la compañía envió a la CNMV las siguientes comunicaciones:

- AES Dominicana, a través de Dominican Power Partners (DPP), adjudicó a TR la ejecución de las obras de conversión a ciclo combinado de la central eléctrica Los Mina en Santo Domingo, República Dominicana.

La nueva central permitirá aumentar su capacidad de generación de energía en 114 MWe adicionales al actual ciclo abierto de 210 MWe. La planta existente cuenta en la actualidad con dos turbinas de gas que operan en ciclo abierto. Tras ellas, TR instalará dos generadores de vapor de recuperación de calor, una turbina de vapor y todos los componentes necesarios para la planta. El proyecto se ha adjudicado es un contrato llave en mano que incluye los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos y materiales, construcción, puesta en servicio y puesta en marcha de la central, hasta alcanzar su pleno funcionamiento comercial.

El valor del contrato es de aproximadamente USD 140 millones. A la firma del mismo, DPP emitirá una orden de ejecución limitada, a la que seguirá el aviso de ejecución final, previsto para septiembre de este año. La planta se finalizará en un plazo de 27 meses tras el aviso de ejecución final.

Este será el primer contrato que TR formaliza con el Grupo AES y supone la confirmación de la consolidada presencia de TR en el mercado latinoamericano.

AES Corporation es una multinacional del sector energético incluida en la lista Fortune 200, cuyos activos ascienden a un total de USD 40.000 millones. Suministra energía a 20 países de forma económica y sostenible, a través de una diversa cartera de empresas distribuidoras y cuenta con instalaciones de generación de energía térmica y renovable. Tiene una plantilla de 17.800 empleados y en 2013, alcanzó unos ingresos de USD 16.000 millones.

El Grupo AES Dominicana, que comenzó su actividad en la República Dominicana en 1997, proporciona aproximadamente el 37% de la energía aportada a la red eléctrica nacional del país. Entre las sociedades del grupo se incluyen Dominican Power Partners (DPP), AES Andres y ITABO S.A., así como dos importantes instalaciones portuarias.

- El consorcio formado por TR, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) y Budimex firmó un contrato llave en mano y “a tanto alzado” con Polska Grupa Energetyczna (PGE) relativo a la construcción de una nueva unidad de generación de carbón en la central eléctrica de Turów en Bogatynia, al sudoeste de Polonia.

El contrato se firmó tras un proceso de licitación pública que concluyó con la selección, por parte de PGE, del citado consorcio como adjudicatario elegido. El alcance del proyecto de la nueva unidad de carbón supercrítico de 450 MWe, que quemará lignito local en cumplimiento con las severas regulaciones ambientales locales y tendrá una eficiencia muy superior a la de una central de carbón convencional, incluirá una caldera de carbón, tratamiento de gases de combustión, turbina de vapor y todo el equilibrio apropiado de la central, incluida una torre de refrigeración de tiro natural.

MHPSE será responsable del suministro de la tecnología básica, con una participación en el consorcio del 55,4%, mientras que TR y Budimex suministrarán el resto del equipo y se encargarán del montaje y la construcción, cada una de ellas con un porcentaje de participación del 22,3%. El valor contractual total asciende a 3.250 millones de zloty (aproximadamente € 770 millones) lo que representará para TR un aumento en su cartera de aproximadamente € 170 millones.

La orden para proceder a la ejecución del contrato será notificada por PGE antes de finales de este año. La central estará operativa a los 56 meses de la orden de ejecución.

Esta nueva adjudicación sitúa a TR en la primera línea del altamente eficiente y medioambientalmente estricto mercado del carbón. Polonia representa el mercado eléctrico más activo en cuanto a la construcción de nuevas centrales en Europa y este contrato permitirá a TR agregar una nueva compañía a su cartera de clientes.

Polska Grupa Energetyczna es la mayor compañía del sector energético polaco en términos de ventas, capacidad de generación eléctrica y suministro energético. Es de propiedad estatal en un 61,89% y cotiza en la Bolsa de Varsovia desde 2009. Posee una capacidad total instalada de 12.860 MW y suministra energía a más de 5 millones de consumidores.

- EnerSur, una de las principales compañías de generación de energía eléctrica en Perú y parte del grupo GDF Suez, seleccionó a TR junto a la peruana JJC Contratistas Generales para la ejecución del contrato de diseño y construcción de una nueva central de generación de energía eléctrica en Ilo, en el sur de Perú.

La nueva central contempla la instalación de tres turbinas de gas con combustible dual con una potencia neta total de 500 MWe  $\pm$ 20%. El alcance del proyecto incluye los servicios de ingeniería, suministro, construcción y puesta en marcha hasta operación comercial.

La instalación permitirá a EnerSur hacer frente a sus obligaciones de garantía de potencia en el programa de reserva fría "Nodo Energético del Sur", que aportará una mayor seguridad de suministro eléctrico a los consumidores finales, incluyendo consumidores domésticos e importantes proyectos mineros en el sur de Perú.

El contrato fue adjudicado por un valor aproximado de USD 240 millones y el importe correspondiente a TR es la mitad de esta cantidad.

Tras la firma del contrato, el cliente dará una orden de ejecución limitada a la que seguirá la orden de ejecución final, prevista para octubre de 2014. La planta estará en operación 23 meses tras la orden de ejecución final.

Con este contrato TR amplía su relación con el grupo GDF Suez, tras la finalización del ciclo combinado de Montoir de Bretagne en Francia, el terminal de GNL de Mejillones en Chile y el proyecto en curso de Touat Gaz en Argelia.

TR acumula una larga presencia en el mercado latinoamericano, pero este será su primer proyecto en Perú en el negocio de la generación de energía eléctrica, tras completar con éxito proyectos en Europa y Oriente Medio.

EnerSur es la primera compañía privada en generación de energía eléctrica en Perú, y forma parte del grupo GDF Suez.

GDF Suez es un actor global en el sector de la energía y un experto operador en los tres sectores clave de electricidad, gas natural y servicios energéticos. GDF Suez, con 113,7 GW de potencia instalada, es el principal productor de energía no nuclear, el principal proveedor de servicios energéticos y de eficiencia energética y el tercer importador de GNL a nivel mundial.