



**TECNICAS REUNIDAS**

**RESULTADOS PRIMER TRIMESTRE  
Enero – Marzo 2014**

**ÍNDICE:**

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

## 1. PRINCIPALES MAGNITUDES

PRINCIPALES MAGNITUDES <i>Enero - Marzo</i>	1T 2014 € millones	1T 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Cartera*	6.242	6.616	-5,7%	6.377
Ingresos ordinarios	728	691	5,4%	2.846
EBITDA	40	40	0,0%	157
<i>Margen</i>	5,5%	5,8%		5,5%
EBIT	37	38	-1,7%	148
<i>Margen</i>	5,1%	5,5%		5,2%
Beneficio neto	32	35	-7,4%	128
<i>Margen</i>	4,4%	5,0%		4,5%
Posición Neta de Tesorería	532	728	-26,9%	629

\* La cartera del año a la fecha actual asciende a € 7.465 millones, calculada como la cartera de 1T 2014 más la adjudicación del proyecto de IGCC en Jazan.

### € 1.755 MILLONES DE ADJUDICACIONES A LA FECHA ACTUAL

- La cartera del primer trimestre alcanzó € 6.242 millones. Los principales proyectos añadidos durante 1T 2014 fueron: el proyecto de refino para North West Redwater en Canadá y la planta de generación de energía para Ashuganj Power Company en Bangladesh. La compañía incluirá una nueva adjudicación en la cartera del 2T 2014: el conjunto de instalaciones auxiliares y áreas comunes del proyecto IGCC de Jazan para Saudi Aramco. La cifra de adjudicaciones a la fecha actual asciende a € 1.755 millones.
- Las ventas de 1T 2014 aumentaron un 5% llegando a € 728 millones, comparadas con unas ventas de € 691 millones en 1T 2013.
- El EBITDA y el EBIT fueron € 40 millones y € 37 millones respectivamente, sin apenas variaciones respecto al año anterior. El beneficio neto alcanzó € 32 millones en 1T 2014, comparado con € 35 millones en 1T 2013.
- A 31 de marzo de 2014, la posición de caja neta de la compañía se situó en € 532 millones, inferior al nivel alcanzado en diciembre 2013, al no haberse recibido ningún anticipo significativo en el trimestre. En enero la compañía pagó € 35,8 millones en concepto de dividendo ordinario.

## 2. CARTERA

	Proyecto	País	Cliente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Refinería Star	Turquía	SOCAR	2017
	Refinería Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	Refinería Talara*	Peru	Petroperu	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
	Complejo químico Paracas*	Peru	Nitratos del Peru	2014
	Refinería Yanbu	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2014
	Refinería Izmit	Turquía	Tüpras	2014
	Refinería Normandía	Francia	Total	2014
Khabarovsk	Rusia	OC Alliance	2014	
Refinería Al Jubail **	Arabia Saudita	SATORP	-	
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
	Terminal GNL Zhuhai**	China	Guangdong Zhuhai Golden Bay LNG	-
SAS**	Emiratos Árabes Unidos	ADCO	-	
Energía	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
	Manifa**	Arabia Saudita	Saudi Aramco	-
I & I	Desaladora Southern Sea Water fase 2	Australia	Water Corporation	2014

\* Proyectos en ejecución en fase "open book"

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

### **Cartera a 31 de Marzo de 2014**

A finales de marzo de 2014, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) ascendió a € 6.242 millones, una caída del 6% comparada con la cartera de finales de marzo de 2013.

A 31 de marzo de 2014, el 19% de la cartera estaba representado por proyectos que se encuentran en fase de "libros abiertos" (Open Book Estimate, OBE) y que están pendientes de ser convertidos.

En el primer trimestre de 2014, la compañía registró una cifra de adjudicaciones de € 532 millones que incluye los siguientes proyectos:

- North West Redwater Partnership adjudicó a TR un contrato llave en mano de CAD 580 millones para la ejecución de las unidades de recuperación de ligeros y de azufre, integradas en la primera fase de la Refinería North West Redwater Sturgeon en Alberta, Canadá. North West Redwater Partnership es el resultado de la unión entre las empresas Canadian Natural Resources Limited y North West Upgrading Inc., con una participación del 50% cada una.

El alcance del proyecto incluye la ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha, hasta la terminación mecánica de la unidad de recuperación de ligeros y la planta de azufre, que forman parte de la primera fase de la refinería de bitumen.

La refinería tiene una capacidad de procesamiento de aproximadamente 78.000 barriles por día de una mezcla de bitumen sintético diluido, para transformarlo en productos de alto valor como nafta dulce estabilizada, diésel de muy baja concentración de azufre, gasoil bajo en azufre, gas licuado de petróleo, hidrógeno y dióxido de carbono de alta pureza.

- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) seleccionó a TR, como líder del consorcio junto a TSK, para la ingeniería, compra de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de una nueva planta de generación de electricidad en Ashuganj, Bangladesh. El contrato fue adjudicado bajo la modalidad llave en mano por un valor aproximado de USD 300 millones.

El objetivo del proyecto es la construcción de una nueva instalación de ciclo combinado en base a gas natural, para producir energía eléctrica que será exportada a la red de distribución local.

El ciclo combinado consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, así como de todos sus sistemas auxiliares. La capacidad de generación de la planta será de 380 MW.

Desde el cierre de 1T 2014, la compañía ha recibido la adjudicación de otro proyecto relevante que será incluido en la cartera del 2T 2014:

- Saudi Aramco seleccionó a TR para la ejecución de el 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 como contrato 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.

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.

### 3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA Enero - Marzo	1T 2014 € millones	1T 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>728,4</b>	<b>690,9</b>	<b>5,4%</b>	<b>2.846,1</b>
Otros ingresos	0,9	2,9		7,7
<b>Ingresos totales</b>	<b>729,2</b>	<b>693,7</b>	<b>5,1%</b>	<b>2.853,8</b>
Aprovisionamientos	-447,6	-408,4		-1.945,6
Costes de Personal	-121,9	-107,8		-439,1
Otros gastos de explotación	-119,7	-137,5		-311,8
<b>EBITDA</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>0,0%</b>	<b>157,3</b>
Amortización	-2,8	-2,1		-9,2
<b>EBIT</b>	<b>37,2</b>	<b>37,8</b>	<b>-1,7%</b>	<b>148,0</b>
Resultado financiero	1,3	2,5		5,3
Resultado por puesta en equivalencia	-0,1	0,1		-2,8
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>38,4</b>	<b>40,4</b>	<b>-5,2%</b>	<b>150,5</b>
Impuesto sobre las ganancias	-6,1	-5,6		-22,0
<b>Beneficio del Ejercicio</b>	<b>32,3</b>	<b>34,8</b>	<b>-7,4%</b>	<b>128,5</b>

#### 3.1 INGRESOS ORDINARIOS

DESGLOSE DE INGRESOS Enero - Marzo	1T 2014 € millones	%	1T 2013 € millones	%	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Petróleo y Gas</b>	694,8	95,4%	622,1	90,0%	11,7%	2.613,8
<b>Generación de Energía</b>	13,8	1,9%	23,5	3,4%	-41,5%	79,1
<b>Infraestructuras e Industrias</b>	19,8	2,7%	45,2	6,5%	-56,3%	153,2
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>728,4</b>	<b>100%</b>	<b>690,9</b>	<b>100%</b>	<b>5,4%</b>	<b>2.846,1</b>

En 1T 2014, las ventas netas crecieron un 5,4% hasta € 728,4 millones, comparado con unas ventas netas de € 690,9 millones de 1T 2013.

Petróleo y Gas: los ingresos de esta división crecieron un 11,7% y alcanzaron los € 694,8 millones. Las ventas de petróleo y gas representaron el 95% del conjunto de las ventas. La división de Refino y Petroquímica se mantiene como la división que más contribuyó a las ventas totales.

- Refino y Petroquímica: Los proyectos que más contribuyeron a las ventas fueron: 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), Volgogrado para Lukoil (Rusia) y Optara para Total (Bélgica).
- Producción y Gas Natural: Los principales proyectos en términos de contribución a ventas fueron el proyecto de arenas bituminosas para CNR (Canadá), el proyecto de Gran Chaco para YPFB (Bolivia) y el proyecto de Shah para ADCO (Abu Dhabi).

Generación de Energía: Las ventas de la división de energía descendieron desde € 23,5 millones en 1T 2013, hasta € 13,8 millones en 1T 2014, como consecuencia del retraso en las adjudicaciones de nuevos proyectos.

Infraestructuras e Industrias: En 1T 2014, las ventas se redujeron en un 56,3% hasta € 19,8 millones, comparadas con € 45,2 millones en 1T 2013. La desalación es el principal contribuyente a las ventas de esta división.

### 3.2 BENEFICIO OPERATIVO

<b>MARGEN OPERATIVO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>EBITDA</b>	40,0	40,0	0,0%	157,3
<i>Margen</i>	5,5%	5,8%		5,5%
<b>EBIT</b>	37,2	37,8	-1,7%	148,0
<i>Margen</i>	5,1%	5,5%		5,2%

<b>DESGLOSE EBIT</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>Beneficio Operativo de las Divisiones</b>	54,0	54,1	-0,3%	215,3
<b>Costes no asignados a Divisiones</b>	-16,8	-16,3	3,1%	-67,2
<b>Beneficio de explotación (EBIT)</b>	<b>37,2</b>	<b>37,8</b>	<b>-1,7%</b>	<b>148,0</b>

- En 1T 2014, EBITDA y EBIT fueron € 40,0 millones y € 37,2 millones respectivamente, sin apenas variaciones respecto al año anterior.
- Los márgenes EBITDA y EBIT descendieron hasta 5,5% y 5,1% respectivamente, como resultado de la menor contribución de los proyectos de Jubail.

### 3.3 BENEFICIO NETO

<b>BENEFICIO NETO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
Beneficio neto después de impuestos	32,3	34,8	-7,4%	128,5
<i>Margen neto</i>	4,4%	5,0%		4,5%

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Resultado financiero*	1,6	1,9	7,1
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	-0,3	0,6	-1,8
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>1,3</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>

\* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 1T 2014, el beneficio neto fue de € 32,3 millones, un 7,4% inferior al beneficio neto de 1T 2013, como resultado de:

- Menor resultado financiero neto: El resultado financiero retrocedió desde € 2,5 millones en 1T 2013, hasta € 1,3 millones en 1T 2014, debido al impacto negativo de las pérdidas de transacciones en moneda extranjera.
- Mayor tasa impositiva: en 1T 2014 la compañía pagó unos gastos por impuestos de € 6,1 millones, comparado con € 5,6 millones en 1T 2013.



#### 4. BALANCE CONSOLIDADO

<b>BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO</b> 31 de Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
<b>ACTIVO</b>			
Inmovilizado material e inmaterial	113,8	105,8	112,8
Inversiones en asociadas	13,9	8,6	12,4
Impuestos diferidos	38,9	32,8	37,9
Otros activos no corrientes	13,8	25,1	11,1
<b>Activos no corrientes</b>	<b>180,4</b>	<b>172,3</b>	<b>174,1</b>
Existencias	24,7	26,2	24,3
Deudores	1.567,3	2.037,5	1.461,1
Otros activos corrientes	40,1	62,4	44,8
Efectivo y activos financieros	560,1	762,5	658,7
<b>Activos corrientes</b>	<b>2.192,2</b>	<b>2.888,6</b>	<b>2.188,8</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2.372,6</b>	<b>3.060,9</b>	<b>2.362,9</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Fondos propios</b>	<b>434,8</b>	<b>440,4</b>	<b>438,5</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>48,7</b>	<b>48,3</b>	<b>54,6</b>
Deuda Financiera	27,0	32,3	25,9
Otros pasivos no corrientes	21,7	16,0	28,7
<b>Provisiones</b>	<b>21,7</b>	<b>23,5</b>	<b>29,6</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Deuda Financiera	0,9	2,0	4,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.740,8	2.428,4	1.729,8
Otros pasivos corrientes	125,8	118,3	106,3
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.867,5</b>	<b>2.548,7</b>	<b>1.840,2</b>
<b>TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS</b>	<b>2.372,6</b>	<b>3.060,9</b>	<b>2.362,9</b>

<b>FONDOS PROPIOS</b> 31 de Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	503,2	494,9	548,1
Autocartera	-73,4	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	1,2	8,7	-4,4
Dividendo a cuenta	0,0	0,0	-35,8
Intereses minoritarios	3,8	10,2	4,0
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>434,8</b>	<b>440,4</b>	<b>438,5</b>

<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b> <b>31 de Marzo</b>	<b>1T 2014</b> <b>€ millones</b>	<b>1T 2013</b> <b>€ millones</b>	<b>Año 2013</b> <b>€ millones</b>
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.632,1	2.126,1	1.530,2
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.866,6	-2.546,7	-1.836,1
<b>CAPITAL CIRCULANTE NETO</b>	<b>-234,4</b>	<b>-420,6</b>	<b>-306,0</b>
Activos financieros corrientes	63,1	60,5	67,9
Efectivo y otros medios líquidos	497,1	702,0	590,8
Deuda financiera	-27,9	-34,3	-30,0
<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>532,2</b>	<b>728,2</b>	<b>628,6</b>
<b>Tesorería neta + capital circulante neto</b>	<b>297,8</b>	<b>307,6</b>	<b>322,7</b>

- Desde marzo de 2013 a marzo de 2014, los fondos propios de la compañía decrecieron en € 5,6 millones, como resultado del reparto de dividendos y de la reducción del valor de los fondos propios de algunas filiales por la devaluación de las divisas en que se expresan sus balances.
- A 31 de marzo de 2014, la posición neta de tesorería cerró en € 532,2 millones, menor que el nivel alcanzado en diciembre 2013, al no haberse recibido ningún anticipo significativo en el trimestre.
- 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, para ser pagado en julio 2014. En consecuencia, el dividendo total a ser pagado en 2014 a cargo de los resultados de 2013, será de € 75 millones 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 primer trimestre de 2014, la compañía comunicó a la CNMV los siguientes hechos relevantes:

- North West Redwater Partnership adjudicó a Técnicas Reunidas un contrato llave en mano de CAD 580 millones para la ejecución de las unidades de recuperación de ligeros y de azufre, integradas en la primera fase de la refinería North West Redwater Sturgeon en Alberta, Canadá. North West Redwater Partnership es el resultado de la unión entre las empresas North West Upgrading Inc. y Canadian Natural Resources Limited, con una participación del 50% cada una.

El alcance del proyecto incluye la ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha, hasta la terminación mecánica de la unidad de recuperación de ligeros y la planta de azufre, que forman parte de la primera fase de la refinería. La refinería de bitumen tendrá una capacidad de procesamiento de aproximadamente 78.000 barriles por día de una mezcla de bitumen sintético diluido para transformarlo en productos de alto valor (nafta dulce estabilizada, diésel de muy baja concentración de azufre, gasoil bajo en azufre, gas licuado de petróleo, hidrógeno y dióxido de carbono de alta pureza). El cliente utilizará procesos convencionales probados comercialmente para refinar el bitumen, tales como gasificación y un proceso de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, estableciendo un precedente internacional para el desarrollo sostenible.

El proyecto será ejecutado en Sturgeon County, a unos 45 km del noreste de Edmonton en el área industrial de Heartland, en Alberta. El área de Heartland se sitúa estratégicamente cerca de los oleoductos de bitumen de las tres mayores regiones de producción de arenas bituminosas (Athabasca, Cold Lake y Peace River). Se encuentra también muy próxima a las infraestructuras de distribución, lo que permite el acceso a Alberta, Norte América y los mercados mundiales.

TR está actualmente ejecutando otro proyecto en Canadá, bajo la modalidad llave en mano que 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 de las unidades de una mejoradora de arenas bituminosas al norte de Fort McMurray, en Alberta.

Este proyecto para North West Redwater Partnership, es la continuación del proceso de expansión de TR en el mundo y reforzará considerablemente la presencia y posicionamiento de la compañía en Canadá.

- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) seleccionó a TR, que lidera un consorcio junto a TSK, como contratista principal para la ingeniería, compra de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de una nueva planta de generación de electricidad en Ashuganj, Bangladesh. El contrato fue adjudicado bajo la modalidad llave en mano con un valor aproximado de USD 300 millones.

El objetivo del proyecto es la construcción de una nueva instalación de ciclo combinado en base a gas natural para producción de energía eléctrica, que será exportada a la red de distribución local. El ciclo combinado consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor así como de todos sus sistemas auxiliares. Generará una potencia neta de unos 380 MW en condiciones del emplazamiento, a 35°C y 98% de humedad.

El proyecto está financiado por el Banco Asiático de Desarrollo.

APSCL dispone ya de cerca de 1.000 MW instalados, a los cuales añadirá en unos 30 meses la potencia instalada de Asjuganj North. El concurso para la adjudicación de este proyecto fue iniciado por la empresa pública ASPCL a mediados de 2012, con participación de más de 15 empresas o consorcios participantes.

Ashuganj Power Station Company Ltd. es una compañía pública propiedad al 99% del Bangladesh Power Development Board, dependiente del Ministerio de Generación, Energía y Recursos Minerales de Bangladesh. Comenzó sus operaciones el 1 de Junio de 2003 y es la responsable de la generación de energía eléctrica en la región de Ashuganj, 100 km al noreste de la capital, Daca.

- En febrero, la compañía comunicó a la CNMV que el Consejo de Administración decidió proponer en la Junta General de Accionistas un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2013. El dividendo total de 2014 a cargo de los resultados 2013, será de € 75 millones.

También, desde el final del primer trimestre la compañía comunicó a la CNMV la siguiente adjudicación:

- 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 hidrógeno 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 valor del contrato será de aproximadamente 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 260.200 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.