



TECNICAS REUNIDAS

**RESULTADOS NUEVE MESES
Enero – Septiembre 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 - Septiembre</i>	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Cartera	8.786,6	7.068,5	24,3%	6.376,6
Ingresos ordinarios	2.297,9	2.105,2	9,2%	2.846,1
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
<i>Margen</i>	5,5%	5,6%		5,5%
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
<i>Margen</i>	5,1%	5,2%		5,2%
Beneficio neto	99,4	101,6	-2,1%	128,5
<i>Margen</i>	4,3%	4,8%		4,5%
Posición Neta de Tesorería	660,8	561,7	17,6%	628,6

UN TRIMESTRE DE ÉXITO EN ADJUDICACIONES

- Una vez más, la cartera de TR alcanzó un nuevo record de € 8.786,6 millones. Esta cifra estuvo impulsada por otro trimestre de éxito en contratación que ascendió a € 1.651,1 millones.
- Las principales adjudicaciones de 3T 2014 fueron: cuatro proyectos de energía con clientes clave, el proyecto de RAPID para Petronas en Malasia y el proyecto de la refinería de Minatitlan para Pemex en México.
- Las ventas de 9M 2014 fueron € 2.297,9 millones, un 9% superiores a las ventas de 9M 2013.
- El EBITDA y el EBIT aumentaron un 6,8% y un 5,8%, respectivamente, alcanzando € 125,3 millones y € 116,6 millones. Los márgenes operativos se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior.
- El beneficio neto fue de € 99,4 millones en 9M 2014, un 2% inferior al beneficio neto de 9M 2013, debido a un mayor gasto por impuestos.
- Al cierre de septiembre de 2014, la posición de caja neta ascendió a € 660,8 millones, un 17,6 % superior al nivel alcanzado en el año anterior.

2. CARTERA

	Proyecto	País	Ciente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Refinería RAPID	Malasia	Petronas	2018
	Refinería Talara	Peru	Petroperu	2018
	IGCC Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	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 Volgogrado	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 Izmit	Turquía	Tüpras	2014
	Refinería Yanbu*	Arabia Saudita	Saudi Aramco	-
	Refinería Normandía*	Francia	Total	-
Khabarovsk*	Rusia	OC Alliance	-	
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	2015
	Shah	Emiratos Árabes Unidos	ADNOC	2014
	Tanque GNL Mejillones*	Chile	Codelco/GDF Suez	-
Energía	Turów	Polonia	Polska Grupa Eneretyczna	2019
	Fort Hills	Canada	Fort Hills Energy L.P.	2017
	Ilo	Peru	Enersur	2016
	Los Mina	República Dominicana	AES Dominicana	2016
	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
I & I	Desaladora Southern Sea Water fase 2*	Australia	Water Corporation	-

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

Cartera a 30 de Septiembre de 2014

A finales de septiembre de 2014, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) ascendió a € 8.786,6 millones, un 24,3% superior a la del año anterior, impulsada por otro trimestre de éxito en adjudicaciones. Por lo tanto, la compañía alcanzó un nuevo record en cartera.

La división de petróleo y gas representó un 93% del total de la cartera, mientras que la división de energía representó un 7%.

La cifra de contratación de 9M 2014 fue € 4.415,4 millones. En el tercer trimestre de 2014 los principales proyectos incluidos en careta fueron los siguientes:

- Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) adjudicó a TR un contrato para la ingeniería, aprovisionamiento de los equipos y materiales, construcción y puesta en marcha (EPCC) de un paquete de refino del Proyecto Integrado de Refinería y Petroquímica (RAPID) en Pengerean, Johor, Malasia.

El alcance del proyecto incluye todas las unidades de hidrotratamiento, la unidad de reformado catalítico, las unidades de producción de hidrógeno, la planta de gas saturado, las interconexiones y la antorcha de la refinería. El contrato fue adjudicado en la modalidad llave en mano por un valor cercano a los 1.500 millones de dólares y un plazo de ejecución de 50 meses.

El proyecto RAPID forma parte de un ambicioso plan de PETRONAS consistente en una refinería y un complejo petroquímico integrado cuyo valor se estima en 27.000 millones de dólares. RAPID consta de una refinería con una capacidad de 300.000 barriles al día y un complejo petroquímico con una capacidad de producción combinada de 7,7 millones de toneladas anuales de varios tipos de productos. Este proyecto refuerza la posición de PETRONAS como compañía clave en los mercados químicos asiáticos.

- TR fue seleccionada por Pemex Refinación para la ejecución del proyecto diesel ultra bajo azufre en la refinería General Lázaro Cárdenas de Minatitlán, México. El contrato se firmó bajo la modalidad de libro abierto ("open book") y se desarrollará en dos etapas: La primera de ellas, incluye la ejecución de un diseño básico extendido (FEED), la estimación detallada del coste de la inversión y la compra de algunos equipos de largo plazo de entrega y en la segunda etapa el contrato se convertirá a llave en mano y se desarrollará de la construcción de la planta. La primera fase tendrá un valor estimado de 50 millones de dólares, mientras que la segunda fase tendrá un valor de 500 millones de dólares. El plazo de ejecución conjunto de ambas fases será de 39 meses.

Este contrato incluye la ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de tres nuevas unidades de refino: una hidrosulfuradora de diésel, una planta de hidrógeno y una planta de recuperación de azufre, así como modificaciones en una unidad hidrosulfuradora existente y la integración de las instalaciones fuera de los límites de batería para estas plantas.

- La división de energía de TR recupera su papel con cuatro nuevos proyectos para clientes clave adjudicados en este trimestre:
 - 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. El valor del contrato es de aproximadamente USD 140 millones con una plazo de ejecución de 27 meses. 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.
 - 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 es de aproximadamente € 770 millones y la participación de TR representará aproximadamente € 170 millones.
 - EnerSur, 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. El plazo de ejecución de la planta es de 23 meses.
 - Fort Hills Energy (Suncor Energy/Total/Teck Resources) seleccionó a TR para la ejecución de una planta de cogeneración localizada en la región de Athabasca, Canadá. Este es el primer proyecto de energía en Norte América para TR, donde las inversiones en petróleo y gas representan una gran oportunidad para las áreas de actividad de TR.

El valor del contrato es de aproximadamente 250 millones de dólares canadienses y se completará en 31 meses. El alcance del proyecto incluye la instalación de dos turbinas de gas de 85 MW nominales cada una, dos calderas de recuperación de calor para producción de vapor y todos los sistemas auxiliares para su interconexión con el sistema de servicios de la mina de Fort Hills.

3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Ingresos Ordinarios (Ventas)	2.297,9	2.105,2	9,2%	2.846,1
Otros ingresos	3,2	2,0		7,7
Ingresos totales	2.301,0	2.107,3	9,2%	2.853,8
Aprovisionamientos	-1.426,0	-1.436,1		-1.945,6
Costes de Personal	-365,6	-323,5		-439,1
Otros gastos de explotación	-384,1	-230,4		-311,8
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
Amortización	-8,7	-7,1		-9,2
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
Resultado financiero	5,2	6,4		5,3
Resultado por puesta en equivalencia	-0,5	0,7		-2,8
Beneficio antes de impuestos	121,2	117,3	3,4%	150,5
Impuesto sobre las ganancias	-21,8	-15,7		-22,0
Beneficio del Ejercicio	99,4	101,6	-2,1%	128,5

3.1 INGRESOS ORDINARIOS

DESGLOSE DE INGRESOS Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	%	9M 2013 € millones	%	Var. %	Año 2013 € millones
Petróleo y Gas	2.179,7	94,9%	1.941,8	92,2%	12,3%	2.613,8
Generación de Energía	54,6	2,4%	61,6	2,9%	-11,4%	79,1
Infraestructuras e Industrias	63,5	2,8%	101,9	4,8%	-37,6%	153,2
Ingresos Ordinarios (Ventas)	2.297,9	100%	2.105,2	100%	9,2%	2.846,1

En 9M 2014, las ventas netas crecieron un 9,2% hasta € 2.297,9 millones, comparado con unas ventas netas de € 2.105,2 millones en 9M 2013.

Petróleo y Gas: Los ingresos de esta división crecieron un 12,3% y alcanzaron € 2.179,7 millones en 9M 2014. Los ingresos de petróleo y gas representaron el 95% de la facturación total y la división de Refino y Petroquímica fue la división que más contribuyó a las ventas de esta división y a las ventas totales.

- Refino y Petroquímica: Los principales proyectos que más contribuyeron a las ventas fueron: Volgograd 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), Optara para Total (Bélgica) y Talara para Petroperu (Perú).
- Producción y Gas Natural: Los proyectos que más contribuyeron a la facturación fueron el proyecto de arenas bituminosas para CNR (Canadá), el proyecto de Gran Chaco para YPF (Bolivia), y el proyecto de Touat para GDF Suez/Sonatrach (Argelia).

Generación de Energía: Las ventas de la división de energía descendieron desde € 61,6 millones en 9M 2013, hasta € 54,6 millones en 9M 2014, como consecuencia de un menor nivel de adjudicaciones en años anteriores. Sin embargo, después de un gran año en nuevas adjudicaciones, las ventas de esta división se recuperarán.

Infraestructuras e Industrias: los ingresos de esta división se redujeron en 37,6% en 9M 2014 hasta € 63,5 millones, al no haberse adjudicado grandes proyectos en años anteriores.

3.2 BENEFICIO OPERATIVO

MARGEN OPERATIVO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
Margen	5,5%	5,6%		5,5%
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
Margen	5,1%	5,2%		5,2%

DESGLOSE EBIT Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Beneficio Operativo de las Divisiones	165,1	161,8	2,0%	215,3
Costes no asignados a Divisiones	-48,5	-51,6	-6,0%	-67,2
Beneficio de explotación (EBIT)	116,6	110,2	5,8%	148,0

- En 9M 2014, EBITDA y EBIT crecieron un 6,8% y 5,8% respectivamente, hasta € 125,3 millones y € 116,6 millones.
- En 9M 2014, los márgenes operativos se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior.

3.3 BENEFICIO NETO

BENEFICIO NETO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Beneficio neto después de impuestos	99,4	101,6	-2,1%	128,5
<i>Margen neto</i>	4,3%	4,8%		4,5%

RESULTADO FINANCIERO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Resultado financiero*	4,2	6,6	7,1
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	1,0	-0,2	-1,8
Resultado financiero neto	5,2	6,4	5,3

* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 9M 2014, el beneficio neto disminuyó un 2,1% hasta € 99,4 millones, como resultado de:

- Resultado financiero neto: En septiembre de 2014, el resultado financiero fue de € 5,2 millones, inferior al resultado financiero de septiembre de 2013. Este recorte fue principalmente debido a un menor retorno de las inversiones realizadas.
- Impuestos: En 9M 2014, la compañía devengó un gasto por impuestos de € 21,8 millones, cifra superior a los € 15,7 millones de gasto por impuestos en 9M 2013.

4. BALANCE CONSOLIDADO

BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
ACTIVO			
Inmovilizado material e inmaterial	119,2	108,4	112,8
Inversiones en asociadas	14,8	9,1	12,4
Impuestos diferidos	35,2	38,3	37,9
Otros activos no corrientes	8,7	11,3	11,1
Activos no corrientes	178,0	167,0	174,1
Existencias	24,7	26,0	24,3
Deudores	1.563,0	1.600,1	1.461,1
Otros activos corrientes	77,4	90,5	44,8
Efectivo y activos financieros	689,4	593,3	658,7
Activos corrientes	2.354,5	2.309,9	2.188,8
TOTAL ACTIVOS	2.532,6	2.476,9	2.362,9
PASIVO			
Fondos propios	466,9	478,6	438,5
Pasivos no corrientes	60,3	49,2	54,6
Deuda Financiera	25,6	31,1	25,9
Otros pasivos no corrientes	34,8	18,1	28,7
Provisiones	16,6	22,5	29,6
Pasivos corrientes			
Deuda Financiera	3,0	0,6	4,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.860,3	1.861,0	1.729,8
Otros pasivos corrientes	125,5	65,1	106,3
Total Pasivos	2.065,7	1.998,4	1.924,4
TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS	2.532,6	2.476,9	2.362,9

FONDOS PROPIOS 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	574,5	546,4	548,1
Autocartera	-73,4	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	-37,4	1,9	-4,4
Dividendo a cuenta	0,0	0,0	-35,8
Intereses minoritarios	3,2	3,6	4,0
FONDOS PROPIOS	466,9	478,6	438,5

POSICION NETA DE TESORERÍA 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.665,2	1.716,6	1.530,2
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.985,7	-1.926,1	-1.836,1
CAPITAL CIRCULANTE NETO	-320,6	-209,5	-306,0
Activos financieros corrientes	63,5	59,0	67,9
Efectivo y otros medios líquidos	625,9	534,3	590,8
Deuda financiera	-28,6	-31,6	-30,0
POSICION NETA DE TESORERÍA	660,8	561,7	628,6
Tesorería neta + capital circulante neto	340,2	352,2	322,7

- Los fondos propios de la compañía descendieron de € 478,6 millones en septiembre de 2013 a € 466,9 millones en septiembre de 2014, como resultado del impacto negativo de las reservas de cobertura y de la distribución de dividendos.
- A 30 de septiembre de 2014, la posición neta de tesorería creció hasta € 660,8 millones, cifra superior a la alcanzada en septiembre de 2013.
- En diciembre de 2013, el Consejo de Administración aprobó un dividendo ordinario de € 0,667 por acción, a cargo de los resultados de 2013, 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 tercer trimestre de 2014, la compañía comunicó a la CNMV los siguientes hechos relevantes:

- 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 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 e 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.

- El Consejo de Administración de la Sociedad aprobó la reelección de todos los miembros del Comité de Auditoría y Control, así como la reelección de todos los miembros de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, ambos por el plazo de cuatro años. Además D. Pedro Luis Uriarte Santamarina fue nombrado Presidente del Comité de Auditoría y Control en sustitución de D. Fernando de Asúa Álvarez, mientras que D. Fernando de Asúa Álvarez fue reelegido Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) de Malasia, adjudicó a TR un contrato para la ingeniería, aprovisionamiento de todos los equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de todas las unidades de hidrotratamiento, interconexiones y antorcha del Proyecto Integrado de Refinería y Petroquímica (RAPID) en Pengerean, Johor, Malasia (a 10 km de la costa este de Singapur).

El contrato fue adjudicado en la modalidad llave en mano por un valor cercano a los 1.500 millones de dólares. El plazo de ejecución del proyecto es de 50 meses hasta su puesta en marcha. A continuación de las inversiones correspondientes a las instalaciones de refino, tendrán lugar las inversiones para el complejo petroquímico.

La refinería forma parte de un ambicioso plan de PETRONAS consistente en una refinería y un complejo petroquímico integrado cuyo valor se estima en 27.000 millones de dólares, Consta de una refinería con una capacidad de 300.000 barriles al día y un complejo petroquímico con una capacidad de producción combinada de 7,7 millones de toneladas anuales de varios tipos de productos, incluidos productos químicos diferenciados y especializados como cauchos sintéticos y polímeros de alta calidad.

El proyecto consolidará aún más la posición de Petronas como actor clave en el mercado asiáticos de productos químicos gracias a la obtención de una cuota de 400 billones de dólares del mercado global de productos químicos. Esta iniciativa forma parte del programa de Transformación Económica del Primer Ministro Najib Razak que pretende duplicar los ingresos de su país para el año 2020.

PETRONAS es una compañía malasia especializada en petróleo y gas que fue fundada en 1974. La corporación, propiedad exclusiva del Gobierno de Malasia, es responsable de todos los recursos de petróleo y gas de Malasia. En 2013, Fortune calificó a PETRONAS como la 75ª mayor compañía del mundo. También sitúa a PETRONAS como la 12ª compañía más rentable del mundo y la más rentable de Asia. PETRONAS ha crecido hasta convertirse en una compañía internacional de petróleo y gas integrada con intereses comerciales en 35 países. Petronas reporta una fuente sustancial de ingresos al Gobierno malasio. Un 45% del presupuesto público depende de sus dividendos.

Malasia ocupa la 25ª posición mundial en cuanto a cantidad de reservas de petróleo y la 14ª en reservas de gas. Las reservas totales de petróleo son del orden de 18,82 billones de barriles equivalentes de petróleo, con una capacidad de producción de crudo de 600.000 barriles diarios. Malasia cuenta con una superficie disponible de 494.183 km² para exploración de petróleo y gas, con 337.167 km² en el área costera offshore y 63.968 km² en aguas profundas. Esta superficie se divide en 54 bloques, de los cuales 28 (un total de 205.500 km²) son actualmente operados por Petronas.

TR ha conseguido tres importantes hitos con esta adjudicación: 1. El inicio de una relación con una gran compañía líder en petróleo y gas, PETRONAS, con la que prevé establecer una relación a largo plazo no solamente en el mercado malasio sino en otras partes del mundo; 2. Entrar en un nuevo país que resulta estratégico para TR y en el cual prevé establecer una presencia continua, adquiriendo una mayor cuota en el mercado mundial del petróleo y gas; 3. Participar en el mayor proyecto de infraestructuras y de interés nacional de Malasia.

- TR fue seleccionada por Fort Hills Energy L.P. para la ejecución de la planta de cogeneración de su proyecto minero de arenas bituminosas de Fort Hills (localizado en la región de Athabasca, Alberta, a 90 km al norte de Fort McMurray), el cual es reconocido como uno de los mejores activos de arenas bituminosas por desarrollar de la región.

Fort Hills Energy L.P. está participada por Suncor Energy (40.8%), Total E&P Canada Ltd. (39.2%) y Teck Resources Limited (20.0%). Juntos están desarrollando el proyecto minero de arenas bituminosas de Fort Hills, del que se espera una producción de bitumen de 180.000 barriles al día.

El alcance adjudicado a Técnicas Reunidas, que será ejecutado en modalidad llave en mano, incluye la ingeniería, compras, construcción y pre comisionado, hasta terminación mecánica, de una instalación con dos turbinas de gas de 85 MW nominales cada una, dos calderas de recuperación de calor para producción de vapor y todos los sistemas auxiliares para su interconexión con el sistema de servicios de la mina de Fort Hills. El valor del contrato es de aproximadamente 250 millones de dólares canadienses y se completará en 31 meses.

El proyecto es el primer contrato EPC de generación de energía en Norteamérica para TR. Las inversiones en arenas bituminosas y shale gas en la región representan una gran oportunidad para TR en sus negocios de petróleo, gas y generación de energía. La experiencia adquirida por TR en construcción modular, tanto en Canadá como en otros países, ha sido de gran valor añadido para poder desarrollar un programa de ejecución sólido, fiable y adecuado a los requisitos del cliente. El proyecto representa un nuevo paso para consolidar la presencia de TR en Canadá, donde comenzó a ejecutar proyectos en 2012.

- TR fue seleccionada por Pemex Refinación para la ejecución del proyecto diesel ultra bajo azufre en la refinería General Lázaro Cárdenas de Minatitlán, México.

El alcance de este contrato incluye la ingeniería, aprovisionamiento, construcción y puesta en marcha de tres nuevas unidades de refino: hidrodesulfuradora de diésel (30.000 bpd), planta de hidrógeno (25 Mcfd) y planta de recuperación de azufre (150 tpd); así como modificaciones en una unidad hidrodesulfuradora existente y la integración de las instalaciones fuera de los límites de batería para estas plantas.

Este proyecto forma parte de los planes de desarrollo y modernización que Pemex Refinación va a llevar a cabo, con inversiones por valor de 5.500 millones de dólares, como parte del Proyecto de Calidad de Combustibles en sus Refinerías en todo el país para producir y suministrar diésel con un contenido máximo de azufre de 15 partes por millón (ppm), lo cual supone una reducción del 97% para cumplir con las normas ambientales. De igual manera, se mejorará la calidad del aire al reducir la emisión de gases de efecto invernadero en más de 12.000 toneladas anuales. Estas obras tendrán un impacto muy positivo en las zonas donde se sitúan las refinerías generando unos 12.000 empleos directos y 31.000 indirectos.

El contrato fue adjudicado bajo la modalidad de libro abierto (“open book”) y se desarrollará en dos etapas. La primera de ellas, por un importe aproximado de 50 millones de dólares, incluye la ejecución de un diseño básico extendido (FEED), la estimación detallada del coste de la inversión y la compra de algunos equipos de largo plazo de entrega. Esta primera fase tendrá una duración de 12 meses.

La segunda fase es la ejecución del proyecto en la modalidad llave en mano, incluyendo ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha, con un importe estimado superior a los 500 millones de dólares y con un plazo de ejecución de 27 meses.

Este proyecto da continuidad a la experiencia de TR en México, donde ya llevó a cabo otros importantes proyectos de refino para Pemex Refinación en esta misma refinería, terminados recientemente.

Pemex Refinación es la empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos encargada de los procesos industriales de refinación. Petróleos Mexicanos es la mayor empresa de México y una de las mayores empresas petrolíferas del mundo que lleva a cabo toda la cadena productiva desde la exploración hasta la comercialización de los productos finales.