



**TECNICAS REUNIDAS**

**RESULTADOS AÑO  
Enero – Diciembre 2013**

**ÍNDICE:**

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

**Cuentas Anuales del ejercicio 2013 auditadas por Price  
Waterhouse Coopers**

## 1. PRINCIPALES MAGNITUDES

PRINCIPALES MAGNITUDES <i>Enero - Diciembre</i>	Año 2013 € millones	Año 2012 € millones	Var. %
Cartera	6.377	6.205	2,8%
Ingresos ordinarios	2.846	2.652	7,3%
<b>EBITDA</b>	<b>157</b>	<b>157</b>	<b>0,2%</b>
<i>Margen</i>	<i>5,5%</i>	<i>5,9%</i>	
<b>EBIT</b>	<b>148</b>	<b>149</b>	<b>-0,4%</b>
<i>Margen</i>	<i>5,2%</i>	<i>5,6%</i>	
<b>Beneficio neto</b>	<b>128</b>	<b>136</b>	<b>-5,8%</b>
<i>Margen</i>	<i>4,5%</i>	<i>5,1%</i>	
Posición Neta de Tesorería	629	646	-2,8%

### CARTERA DE FIN DE AÑO RECORD PARA LA COMPAÑÍA

- Técnicas Reunidas alcanzó un máximo histórico de cartera de fin de año de € 6.377 millones. La cifra de adjudicaciones ascendió a € 3.309 millones e incluye como proyectos más relevantes los siguientes: Volgograd en Rusia, Perla en Venezuela, Optara en Bélgica, Socar en Turquía, dos unidades de refino en Bolivia y Touat en Argelia.
- Las ventas crecieron un 7% hasta € 2.846 millones, la cifra más alta de ventas alcanzada en la historia de Técnicas Reunidas.
- El EBITDA y el EBIT se mantuvieron en € 157 millones y € 148 millones respectivamente, prácticamente en los mismos niveles que el año anterior. El margen EBIT fue 5,2%, estable respecto al margen publicado en los resultados de 1S 13 y 9M 13.
- El beneficio neto del año fue € 128 millones, un 6% inferior comparado con 2012, debido fundamentalmente a un menor resultado financiero neto.
- A finales de diciembre 2013, la posición de caja neta cerró en € 629 millones. En 2013 la compañía pagó dividendos por valor de € 75 millones. El Consejo de Administración ha propuesto distribuir en 2014, € 75 millones en concepto de dividendos a cargo de los resultados de 2013.

## 2. CARTERA

	Proyecto	País	Ciente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Refinería Star	Turquía	SOCAR	2017
	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	-
I & I Energía	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 Diciembre de 2013**

La cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) alcanzó € 6.377 millones, un 3% superior a la cartera de cierre de 2012 y representa un nuevo record para la compañía a cierre de año.

A 31 de diciembre de 2013, el 19% de la cartera correspondía a proyectos que se encontraban en fase de "libros abiertos" (Open Book Estimate, OBE) y que están pendientes de ser convertidos.

En 2013 la compañía incorporó nuevos proyectos a la cartera por un valor total de € 3.309 millones. Los más relevantes fueron la refinería de Volgograd para Lukoil en Rusia, el proyecto de offshore La Perla para Repsol y Eni en Venezuela, el proyecto de Optara para Total en Bélgica, la refinería Star para

Socar en Turquía, dos unidades de refino para YPFB en Bolivia y el proyecto de Touat para GDF Suez y Sonatrach en Argelia.

Además, en el cuarto trimestre de 2013, OAO LUKOIL, a través de su filial OOO LUKOIL – Nizhegorodnefteorgsintez LLC, adjudicó a TR un contrato de ingeniería y diseño Front End Engineering and Design (FEED) de un nuevo complejo de hidrocracking de crudo pesado residual, que será construido en la refinería de Nizhny Novgorod, localizada en Kstovo, Rusia.

Este contrato es el segundo proyecto adjudicado por Lukoil a TR, lo que demuestra la confianza en las capacidades de TR y su competitividad. Rusia es un mercado prioritario para TR y esta adjudicación refuerza el compromiso de TR con Lukoil, así como su presencia y cooperación con los Institutos de Diseño Rusos.

Adicionalmente, durante 2013 la compañía resultó adjudicataria de otros proyectos de menor tamaño, pero con gran valor para la compañía al implicar desarrollo tecnológico e I+D, o por tratarse de proyectos de ingeniería básica o FEED (Front End Engineering and Design) para unidades complejas:

- Petrorabigh Refining & Petrochemical Company adjudicó a TR un contrato de ingeniería y diseño (FEED) para una planta de polioles en Rabigh, Arabia Saudita. El proyecto consistirá en una unidad de óxido de etileno de alta pureza (HPEO) (40 KTA), una planta de polioles (220 KTA, 2X 110 KTA), offsites e interconexiones con las instalaciones y plantas existentes. El proyecto será construido dentro del complejo existente de Petrorabigh, en un nuevo espacio adjunto a las plantas de mono glicol de etileno y de óxido de propileno, cuyos productos abastecerán la unidad de óxido de etileno de alta pureza y la planta de polioles.
- FortHills Corp. adjudicó a TR un contrato de servicios de consultoría para el asesoramiento de la ingeniería y estimaciones de un proyecto de minas en Canadá, realizado por otros contratistas.
- Repsol adjudicó a TR un contrato por servicios para realizar la ingeniería de detalle, la gestión de compras y la supervisión de la construcción de una unidad de isomax en la refinería de Tarragona en España. El proyecto conlleva la sustitución de reactores y aumento de capacidad.
- Repsol adjudicó a TR un proyecto para la remodelación de una planta de olefinas en la refinería de Puertollano en España. El contrato incluye la ingeniería de detalle, la gestión de compras y la supervisión de la construcción.
- Majis Industrial Services S.A.O.C adjudicó a TR un proyecto para una estación de bombeo de agua marina en Sohar, Omán. El proyecto consiste en el diseño, la ingeniería, las compras, la construcción y la puesta en marcha de la planta, cuya capacidad es de 320.000 m<sup>3</sup>/h.

Después del 4T 2013, la compañía se adjudicó otros proyectos relevantes que serán incluidos en la cartera de 2014:

- 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.

### 3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

<b>CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>Año 2012</b> € millones	<b>Var.</b> %
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>2.846,1</b>	<b>2.652,4</b>	<b>7,3%</b>
Otros ingresos	7,7	4,2	
<b>Ingresos totales</b>	<b>2.853,8</b>	<b>2.656,5</b>	<b>7,4%</b>
Aprovisionamientos	-1.945,6	-1.768,2	
Costes de Personal	-439,1	-381,5	
Otros gastos de explotación	-311,8	-349,8	
<b>EBITDA</b>	<b>157,3</b>	<b>157,0</b>	<b>0,2%</b>
Amortización	-9,2	-8,3	
<b>EBIT</b>	<b>148,0</b>	<b>148,7</b>	<b>-0,4%</b>
Resultado financiero	5,3	8,3	
Resultado por puesta en equivalencia	-2,8	0,8	
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>150,5</b>	<b>157,8</b>	<b>-4,7%</b>
Impuesto sobre las ganancias	-22,0	-21,5	
<b>Beneficio del Ejercicio</b>	<b>128,5</b>	<b>136,3</b>	<b>-5,8%</b>

#### 3.1 INGRESOS ORDINARIOS

<b>DESGLOSE DE INGRESOS</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>%</b>	<b>Año 2012</b> € millones	<b>%</b>	<b>Var.</b> %
<b>Petróleo y Gas</b>	2.613,8	91,8%	2.298,3	86,7%	13,7%
<b>Generación de Energía</b>	79,1	2,8%	132,1	5,0%	-40,1%
<b>Infraestructuras e Industrias</b>	153,2	5,4%	222,0	8,4%	-31,0%
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>2.846,1</b>	<b>100%</b>	<b>2.652,4</b>	<b>100%</b>	<b>7,3%</b>

En 2013, las ventas crecieron un 7,3% hasta € 2.846,1 millones, la cifra más alta de ventas alcanzada en la historia de Técnicas Reunidas.

Petróleo y Gas: los ingresos de la división crecieron un 14% en 2013 y representaron el 92% de las ventas totales. La división de Refino y Petroquímica fue la división que más contribuyó a la facturación total.

- Refino y Petroquímica: Los proyectos con mayor contribución a ventas fueron: Izmit para Tüpras (Turquía), NAT 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), Yanbu para Saudi Aramco (Arabia Saudita) y Volgograd para Lukoil (Rusia).
- 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 esta división descendieron un 40% desde € 132,1 millones en 2012, hasta € 79,1 millones en 2013, como consecuencia del retraso de adjudicaciones esperadas.

Infraestructuras e Industrias: Las ventas de 2013 fueron € 153,2 millones, una caída del 31% comparadas con las de 2012. El proyecto que más contribuyó a la división, fue la desaladora en Australia para Water Corporation.

### 3.2 BENEFICIO OPERATIVO

<b>MARGEN OPERATIVO</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>Año 2012</b> € millones	<b>Var.</b> %
<b>EBITDA</b>	157,3	157,0	0,2%
<b>Margen</b>	5,5%	5,9%	
<b>EBIT</b>	148,0	148,7	-0,4%
<b>Margen</b>	5,2%	5,6%	

  

<b>DESGLOSE EBIT</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>Año 2012</b> € millones	<b>Var.</b> %
<b>Beneficio Operativo de las Divisiones</b>	215,3	211,9	1,6%
<b>Costes no asignados a Divisiones</b>	-67,2	-63,2	6,3%
<b>Beneficio de explotación (EBIT)</b>	<b>148,0</b>	<b>148,7</b>	<b>-0,4%</b>

- En 2013, EBITDA y el EBIT se mantuvieron en € 157 millones y € 148 millones respectivamente, prácticamente en los mismos niveles que el año anterior.
- El margen EBIT fue 5,2%, similar al registrado en 1S 2013 y 9M 13. Como explicó la compañía en los resultados de 1S 2013, el menor margen es fundamentalmente debido a unas sinergias menores de las comunmente esperadas en los proyectos adjudicados en la región de Jubail, Arabia Saudita.

### 3.3 BENEFICIO NETO

<b>BENEFICIO NETO</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>Año 2012</b> € millones	<b>Var.</b> %
<b>Beneficio neto después de impuestos</b>	<b>128,5</b>	<b>136,3</b>	<b>-5,8%</b>
<b>Margen neto</b>	<b>4,5%</b>	<b>5,1%</b>	

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> Enero - Diciembre	<b>Año 2013</b> € millones	<b>Año 2012</b> € millones
Resultado financiero*	7,1	8,4
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	-1,8	-0,1
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>5,3</b>	<b>8,3</b>

\* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 2013, el beneficio neto fue de € 128 millones, un 6% inferior comparado con el beneficio neto de 2012 como consecuencia de:

- Un menor resultado financiero neto: El resultado financiero descendió desde € 8,3 millones en 2012 hasta € 5,3 millones en 2013, impactado en el último trimestre por la debilidad del USD y de las divisas de mercados emergentes.
- Una mayor tasa impositiva: en 2013 la compañía tuvo un gasto por impuestos de € 22,0 millones, comparado con un gasto de € 21,5 millones en 2012.



#### 4. BALANCE CONSOLIDADO

<b>BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO</b>	<b>Año 2013</b>	<b>Año 2012</b>
<b>31 de Diciembre</b>	<b>€ millones</b>	<b>€ millones</b>

##### ACTIVO

Inmovilizado material e inmaterial	112,8	105,0
Inversiones en asociadas	12,4	8,0
Impuestos diferidos	37,9	28,4
Otros activos no corrientes	11,1	20,7
<b>Activos no corrientes</b>	<b>174,1</b>	<b>162,2</b>
Existencias	24,3	25,7
Deudores	1.461,1	1.731,2
Otros activos corrientes	44,8	46,9
Efectivo y activos financieros	658,7	680,2
<b>Activos corrientes</b>	<b>2.188,8</b>	<b>2.484,0</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2.362,9</b>	<b>2.646,2</b>

##### PASIVO

<b>Fondos propios</b>	<b>438,5</b>	<b>443,7</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>54,6</b>	<b>44,7</b>
Deuda Financiera	25,9	30,7
Otros pasivos no corrientes	28,7	14,0
<b>Provisiones</b>	<b>29,6</b>	<b>26,1</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda Financiera	4,1	3,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.729,8	2.039,8
Otros pasivos corrientes	106,3	88,9
	<b>1.840,2</b>	<b>2.131,8</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.924,4</b>	<b>2.202,5</b>
<b>TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS</b>	<b>2.362,9</b>	<b>2.646,2</b>

<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>Año 2013</b>	<b>Año 2012</b>
<b>31 de Diciembre</b>	<b>€ millones</b>	<b>€ millones</b>

Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	548,1	527,3
Autocartera	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	-4,4	14,0
Dividendo a cuenta	-35,8	-35,8
Intereses minoritarios	4,0	11,6
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>438,5</b>	<b>443,7</b>

<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>Año 2013</b>	<b>Año 2012</b>
<b>31 de Diciembre</b>	<b>€ millones</b>	<b>€ millones</b>
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.530,2	1.803,7
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.836,1	-2.128,6
<b>CAPITAL CIRCULANTE NETO</b>	<b>-306,0</b>	<b>-324,9</b>
Activos financieros corrientes	67,9	63,4
Efectivo y otros medios líquidos	590,8	616,8
Deuda financiera	-30,0	-33,8
<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>628,6</b>	<b>646,4</b>
<b>Tesorería neta + capital circulante neto</b>	<b>322,7</b>	<b>321,5</b>

- En 2013, los fondos propios de la compañía disminuyeron en € 5,2 millones debido a la distribución de dividendos, la evolución negativa de la reserva de cobertura y 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 diciembre de 2013, la posición neta de tesorería fue de € 629 millones, inferior a la caja de diciembre 2012. En los tres últimos trimestres no se ha recibido ningún anticipo significativo.
- En diciembre de 2012, el Consejo de Administración aprobó un dividendo ordinario de € 0,667, a cargo de los resultados de 2012, que fue pagado el 17 de enero de 2013. En febrero, la compañía anunció un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2012, que fue pagado el 11 de julio 2013. En consecuencia, el dividendo total pagado en 2013, a cargo de los resultados de 2012, fue de € 75 millones (€ 1,3955 por acción), lo que representa un crecimiento del 3% respecto a los dividendos pagados en 2012.
- El Consejo de Administración ha propuesto distribuir en 2014, € 75 millones en concepto de dividendos a cargo de los resultados de 2013; propuesta que deberá ser aprobada en la Junta General de Accionistas.

En diciembre de 2013, el Consejo de Administración ya aprobó un dividendo ordinario de € 0,667, a cargo de los resultados de 2013, que fue pagado el 16 de enero de 2014.

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

En el cuarto trimestre de 2013, la compañía comunicó a la CNMV el siguiente hecho relevante:

- La compañía comunicó a la CNMV que el Consejo de Administración aprobó el 16 de Diciembre de 2013, la distribución de € 0,667 por acción, € 35,8 millones, como cantidad a cuenta del dividendo que se apruebe a cargo de los resultados del ejercicio 2013 en la próxima Junta General Anual. El dividendo ordinario fue abonado el día 16 de Enero de 2014.

También, desde el final del cuarto trimestre, la compañía comunicó en febrero 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 de bitumen que 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, EEUU 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.