

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros

Años Terminados el 31 de Diciembre de 2008 y 2007

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD.), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2008 y 2007, y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros no contienen errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende evaluar si los principios de contabilidad aplicados son apropiados, y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

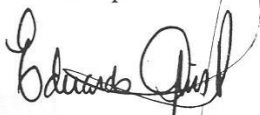
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural de Lima Callao S.A. al 31 de diciembre de 2008 y 2007, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Gris Hernández y Asociados

Refrendado por:



----- (Socio)

Eduardo Gris Percovich
CPC Matrícula No. 12159

6 de febrero de 2009

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

BALANCES GENERALES

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

<u>ACTIVO</u>	<u>Notas</u>	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000	<u>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</u>	<u>Notas</u>	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
ACTIVO CORRIENTE:				PASIVO CORRIENTE:			
Efectivo	3	6,128	13,870	Obligaciones financieras	13	53,094	51,170
Cuentas por cobrar comerciales, neto	4	14,630	12,756	Cuentas por pagar comerciales	11	8,629	7,821
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	5	75	150	Cuentas por pagar a partes relacionadas	5	668	2
Otras cuentas por cobrar	6	2,882	7,150	Impuesto a la renta corriente	25	365	-
Existencias, neto	7	9,008	4,809	Otras cuentas por pagar	12	<u>3,010</u>	<u>1,453</u>
Impuestos por recuperar	8	2,940	4,123				
Gastos contratados por anticipado		<u>650</u>	<u>422</u>	Total pasivo corriente		<u>65,766</u>	<u>60,446</u>
Total activo corriente		<u>36,313</u>	<u>43,280</u>	PASIVO NO CORRIENTE:			
ACTIVO NO CORRIENTE:				Otras cuentas por pagar			
Impuestos por recuperar	8	6,679	5,259		12	10,191	4,224
Terrenos, maquinaria y equipo, neto	9	111,277	94,077	Provisiones	14	2,282	2,807
Activos intangibles, neto	10	1,242	1,263	Obligaciones financieras	13	23,148	27,315
Activo por impuesto a la renta diferido	26	<u>131</u>	<u>420</u>	Ingresos diferidos	15	<u>8,503</u>	<u>8,068</u>
Total activo no corriente		<u>119,329</u>	<u>101,019</u>	Total pasivo no corriente		<u>44,124</u>	<u>42,414</u>
				TOTAL PASIVO		<u>109,890</u>	<u>102,860</u>
				PATRIMONIO NETO:			
				Capital social	16	47,000	47,000
				Efecto adopción NIIF		(160)	(160)
				Pérdidas acumuladas		<u>(1,088)</u>	<u>(5,401)</u>
				TOTAL PATRIMONIO NETO		<u>45,752</u>	<u>41,439</u>
TOTAL ACTIVO		<u>155,642</u>	<u>144,299</u>	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		<u>155,642</u>	<u>144,299</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

	<u>Notas</u>	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
INGRESOS OPERACIONALES:			
Ingreso por Servicio de Distribución de Gas Natural	18	85,399	63,343
Garantía por Red Principal	15	<u>1,146</u>	<u>3,184</u>
Total		86,545	66,527
COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL			
	19	<u>(64,057)</u>	<u>(48,799)</u>
UTILIDAD BRUTA			
		<u>22,488</u>	<u>17,728</u>
Gastos de administración	20	(9,484)	(7,629)
Gastos de comercialización	21	(1,008)	(556)
Otros gastos operacionales, neto	22	<u>723</u>	<u>(1,647)</u>
Total		<u>(9,769)</u>	<u>(9,832)</u>
UTILIDAD OPERATIVA			
		<u>12,719</u>	<u>7,896</u>
Ingresos financieros	23	1,235	2,753
Gastos financieros	24	<u>(7,526)</u>	<u>(6,057)</u>
Total		<u>(6,291)</u>	<u>(3,304)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA			
		6,428	4,592
Impuesto a la renta	25, 26	<u>(2,115)</u>	<u>(1,563)</u>
UTILIDAD NETA			
		<u>4,313</u>	<u>3,029</u>
Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	27	0.092	0.085

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

	Capital Social (Nota 16) US\$000	Efecto Adopción NIIF US\$000	Pérdidas Acumuladas US\$000	Total US\$000
Saldos al 1 de enero de 2007	35,000	(160)	(8,430)	26,410
Capitalización de préstamos (Nota 16)	12,000	-	-	12,000
Utilidad neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,029</u>	<u>3,029</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2007	47,000	(160)	(5,401)	41,439
Utilidad neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4,313</u>	<u>4,313</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2008	<u>47,000</u>	<u>(160)</u>	<u>(1,088)</u>	<u>45,752</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Cobros por ingresos de servicios de distribución y por garantía de servicio por red principal	101,778	70,509
Otros cobros de operación	3,863	4,843
Pago a proveedores	(87,128)	(61,197)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(167)	(201)
Pago de tributos	(2,138)	(1,602)
Pago de intereses	(4,976)	(4,194)
Otros pagos de operación	<u>(2,812)</u>	<u>(2,581)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>8,420</u>	<u>5,577</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Compra de terrenos, maquinarias y equipo y obras en curso	(21,094)	(12,380)
Aumento en activos intangibles	(19)	(9)
Venta de activos fijos e intangibles	<u>-</u>	<u>168</u>
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(21,113)</u>	<u>(12,221)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Pago de obligaciones financieras, neto	(2,243)	(3,107)
Préstamos recibidos de partes relacionadas	-	12,000
Aporte financiero y sobrecargo	<u>7,194</u>	<u>-</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	<u>4,951</u>	<u>8,893</u>
(DISMINUCION) AUMENTO NETO DE EFECTIVO	(7,742)	2,249
EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO	<u>13,870</u>	<u>11,621</u>
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	<u>6,128</u>	<u>13,870</u>

(Continúa)

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
CONCILIACION DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Utilidad neta	4,313	3,029
Ajustes a la utilidad neta:		
Depreciación y amortización	3,929	3,417
Provisión cuentas de cobranza dudosa	34	-
Impuesto a la renta diferido	289	1,563
Ganancia en la venta de activos fijos	-	(3)
Retiro de activos fijos	5	-
(Recupero) aumento de provisiones	(525)	1,885
Ganancia en la venta de activos intangibles	-	(160)
Donación de activos fijos	-	11
(Aumento) disminución en activos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(1,908)	(4,910)
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	75	(150)
Otras cuentas por cobrar	4,268	(5,344)
Existencias	(4,199)	323
Impuestos por recuperar	(237)	(944)
Gastos contratados por anticipado	(228)	(304)
Aumento (disminución) en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	808	3,109
Cuentas por pagar a partes relacionadas	666	2
Impuesto a la renta corriente	365	-
Otras cuentas por pagar	330	4,547
Ingresos diferidos	435	(494)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>8,420</u>	<u>5,577</u>
Transacciones de inversión y de financiamiento que no representan flujos de efectivo:		
Capitalización de préstamos de partes relacionadas		12,000

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante la Compañía), es una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD. (en adelante AEI), la cual, a partir de junio 2007, posee el 60% de las acciones con derecho a voto representativas de capital social. La Compañía fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002.

La actividad económica principal de la Compañía es la distribución de gas natural, incluyendo la comercialización de equipos, su instalación, mantenimiento y la realización de actividades vinculadas a los hidrocarburos y/o su distribución. Sus operaciones comerciales de distribución de gas natural iniciaron el 20 de agosto de 2004.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. Primavera N° 1878, Monterrico, Santiago de Surco, Lima, Perú.

Aprobación de estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2008 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados serán presentados al Directorio, y luego puestos a consideración de la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos de ley para su aprobación definitiva. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas realizada el 31 de marzo de 2008.

Principales Contratos de Operación y Convenios

(a) Contrato de Concesión de Distribución - BOOT

Por medio del Convenio de Cesión de Posición Contractual (el convenio) suscrito el 2 de mayo de 2002, con la intervención del Estado Peruano, como “concedente”; la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN, como “empresa recaudadora”; Teggas N.V., como “operador estratégico precalificado de transporte”; y Tractebel S.A. (hoy SUEZ Tractebel S.A., antiguo accionista de la Compañía), como “operador estratégico precalificado de distribución”, la Compañía recibió a título gratuito, de Transportadora de Gas del Perú S.A. (Cedente), la cesión de todos los derechos y las obligaciones del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao y la explotación de los bienes de la concesión.

Mediante este contrato, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao entre la puesta en operación comercial y el vencimiento del plazo del contrato, que se establece en 33 años contados a partir del 9 de diciembre de 2000. Al vencimiento del contrato, la Compañía podrá solicitar la prórroga del plazo con una anticipación no menor de 4 años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

Con fecha 25 de junio de 2007, se modificó el Contrato BOOT de Concesión con el principal objetivo de incorporar como nuevo operador estratégico precalificado de distribución a AEI Perú Holdings LTD., como consecuencia de la transferencia de acciones mencionada anteriormente.

Bajo este Contrato, la Compañía asume, principalmente, la responsabilidad de:

- Estar en condiciones de prestar el servicio de distribución, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERGMIN establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, a por lo menos 10,000, 30,000 y 70,000 consumidores a los dos, cuatro y seis años, respectivamente, desde la puesta en operación comercial. Para cumplir con esta responsabilidad la Compañía deberá construir las Obras Comprometidas y las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. En caso la Compañía no contara con las condiciones para prestar el servicio al número de consumidores establecido dentro de los plazos indicados, se deberá pagar al concedente US\$50 por mes o fracción de mes de atraso, por cada consumidor que falte para cumplir con las metas establecidas hasta un máximo de cuatro meses.
- Atender la capacidad mínima en la Red de Alta Presión según los controles a establecerse antes de la conexión a Cementos Lima S.A., Edegel y Etevensa (Central Térmica Ventanilla).
- Cumplir con el cronograma de las actividades de construcción de las Obras Comprometidas Iniciales sin exceder el plazo para la puesta en operación comercial. Dicho cronograma fue cumplido oportunamente por la Compañía, prueba de ello es la devolución de la garantía de fiel cumplimiento por (en miles) US\$92,000 que Transportadora de Gas del Perú S.A. entregó al Estado peruano para garantizar las obligaciones que le corresponden como titular de las concesiones de transporte de gas y transporte de líquidos y por las obligaciones asumidas por la Compañía como consecuencia del convenio de cesión de posición contractual.
- Durante la vigencia del período de garantía (durante el cual se aplica el mecanismo de la Garantía por Red Principal) no destinar más del 33% de la capacidad garantizada de la Red de Distribución a sus empresas vinculadas, excluyéndose de esta limitación a la capacidad destinada al servicio de los consumidores iniciales o la contratación directamente por éstos, incluyendo a sus respectivos cesionarios o sucesores en los contratos de compra, venta o suministro de gas.

- En virtud de este Contrato la empresa recaudadora pagará mensualmente a la Compañía la Garantía por Red Principal a más tardar tres días calendarios después del último día calendario previsto en el Artículo 136 del Reglamento de la “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho pago se realizará según las mismas reglas que se aplican para el pago del peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, definido en la “Ley de Concesiones Eléctricas”. En caso de incumplimiento, Perupetro, como empresa garante, asumirá la obligación.

Los cargos que la Compañía podrá efectuar al consumidor, de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del gas natural, el costo del transporte de gas, el costo de la distribución vía la Red de Alta Presión, el costo de la distribución vía las “Otras Redes” (o redes secundarias) y los tributos no incorporados en esos conceptos. El costo del gas natural y el costo del transporte deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente sin establecer márgenes sobre ellos. De acuerdo con lo dispuesto en el contrato de concesión y en las leyes aplicables, la Compañía presta el servicio de distribución a través de la Red de Alta Presión y a través de las Otras Redes, cada cual con una tarifa que se determina bajo diferentes criterios definidos en el mismo contrato y en las leyes aplicables. Respecto de la Red de Alta Presión, el contrato establece una tarifa base resultante de dividir el costo del servicio de distribución vigente al inicio del año de cálculo en evaluación entre la capacidad total garantizada. La tarifa base será fijada por el OSINERGMIN en dólares y recalculada por éste organismo al inicio de cada año de cálculo sobre la base del Costo del Servicio previamente actualizado por el PPI (Producer Price Index).

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial, la Compañía entregó al concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US\$1,000, la misma que debe mantenerse vigente durante la vigencia del contrato de concesión. Al 31 de diciembre de 2008 esta garantía consiste de una carta fianza otorgada por el Banco de Crédito del Perú, con vencimiento el 9 de setiembre de 2010.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2008, la Compañía viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en este Contrato.

(b) Contratos con Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.

Hasta el 30 de junio de 2007, la Compañía mantenía suscrito con su anterior vinculada SUEZ Energy Perú S.A., contratos para recibir los siguientes servicios: i) de asistencia administrativa, financiera y de asistencia técnica, y ii) de operación y mantenimiento de la red de distribución y redes de gas natural e instalaciones relacionadas. A partir del 1 de julio estos servicios son prestados por Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (COPESE S.A.), empresa vinculada a la Compañía. Los costos de dichos servicios son registrados en las cuentas de gastos operacionales y costo de servicio de distribución de gas natural, respectivamente.

(c) Convenio de Estabilidad Jurídica

Mediante addenda de fecha 2 de mayo de 2002, la Compañía recibió de Transportadora de Gas del Perú S.A. la cesión de su posición contractual sobre el Convenio de Estabilidad Jurídica (Convenio) que le fuera concedido el 5 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta addenda, el Estado se obliga a garantizar a la Compañía un régimen de estabilidad jurídica, incluyendo el Impuesto a la Renta, durante el plazo de la concesión (hasta el año 2033), de modo que no afecte a la Compañía ningún cambio en el régimen de aplicación del tributo tal como estaba vigente a la fecha de suscripción del Convenio (año 2000). Este Convenio está relacionado con la inversión que sus antiguos accionistas efectuaron en la Compañía, mediante aportes de capital por un importe de (en miles) US\$30,000, el cual fue completado en 2003.

(d) Convenio de Garantía

Mediante addenda de fecha 2 de mayo de 2002, la Compañía recibió de Transportadora de Gas del Perú S.A. la cesión de su posición contractual sobre el convenio de Garantía que le fuera concedido el 9 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta addenda, el Estado se obliga a garantizar todas las obligaciones, declaraciones, seguridades, y garantías otorgadas por el Estado en el Contrato BOOT, incluyendo el pago de la Garantía por Red Principal a cargo de la empresa recaudadora.

Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del Sector de Hidrocarburos

(a) Ley Orgánica de Hidrocarburos

El sector de hidrocarburos se rige por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Ley No. 26221, promulgada el 19 de agosto de 1993 y su Texto Unico Ordenado Aprobado mediante Decreto Supremo 042-2005-EM; sus reglamentos, Decreto Supremo No. 041-99-EM y No. 042-99-EM, promulgados el 15 de setiembre de 1999; y sus diferentes modificatorias y ampliatorias.

(b) Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Mediante Ley No. 27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su Reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, y sus modificatorias, se establecen las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo aquellos relacionados con la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

(d) Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos

Mediante Decreto Supremo 042-99-EM se promulgó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos que norma entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a la fiscalización, el procedimiento para el otorgamiento de los derechos de servidumbre y los procedimientos para fijar tarifas, entre otros. Luego de la promulgación del mencionado reglamento, se dieron diversas modificaciones, emitiéndose el 22 de julio de 2008, mediante Decreto Supremo 040-2008-EM, el Texto Unico Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Una de las principales obligaciones que establece este dispositivo es aquella según la cual las empresas concesionarias deben atender el suministro requerido dentro de los sesenta días hábiles cuando hay infraestructura en la zona, o dentro de los doce meses siguientes en caso no la hubiera, siempre que el suministro sea técnica y económicamente viable.

(e) Resolución OSINERGMIN N° 263-2005-OS/CD

Mediante la Resolución OSINERGMIN 263-2005-OS/CD se aprobó el Procedimiento y Métodos de cálculo para la determinación de la viabilidad técnica-económica de nuevos suministros de gas natural a que se refiere el Reglamento de Distribución.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

(a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden: (a) las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB, que incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité

Permanente de Interpretación (SIC) adoptadas por el IASB, oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú.; y (b) la aplicación del Método de Participación Patrimonial para la Valuación de las inversiones en subsidiarias.

El CNC mediante Resolución No. 040-2008-EF/94.01 del 14 de marzo de 2008, publicada el 19 de marzo de 2008, aprobó oficializar para su aplicación en el Perú las siguientes NIIF e Interpretaciones: (a) a partir del ejercicio 2008 las Interpretaciones 1 a la 12 emitidas por el CINIIF, y (b) a partir del ejercicio 2009 las NIIF 7 y 8, la nueva versión de la NIC 32 modificada en 2006, así como las Interpretaciones 13 y 14.

En la indicada Resolución, el CNC también acordó dejar sin efecto las NIC 14, NIC 30 y NIC 32. La Gerencia se encuentra evaluando el efecto que resultará de la aplicación de las nuevas normas e interpretaciones antes mencionadas en los estados financieros de la Compañía en 2009, de haber alguno.

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2008 y 2007, la Compañía ha observado el cumplimiento de las NIIF y NIC que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el CNC.

Contabilidad en moneda extranjera

Mediante Decreto Supremo 151-2002-EF de fecha 26 de setiembre de 2002, se establecieron disposiciones para que los contribuyentes que suscribieron contratos con el Estado Peruano y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar su contabilidad en moneda extranjera. En este sentido, la Compañía al haber suscrito diversos convenios de cesión de posición contractual de contratos suscritos con el Estado Peruano, descritos en la Nota 1 a los estados financieros, está legalmente facultada a llevar su contabilidad en moneda extranjera.

(b) Moneda funcional y de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los servicios y bienes que comercializa, entre otros factores.

Las transacciones en moneda local se convierten a dólares estadounidenses a los tipos de cambio vigentes a la fecha de las mismas. Al 31 de diciembre de 2008, los saldos monetarios en nuevos soles están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha de US\$0.318 (US\$0.334 en 2007) por S/.1.00.

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculados en base al tipo de cambio de oferta y demanda – venta publicado por la SBS, y los porcentajes de inflación, según el Índice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fue como sigue:

<u>Año</u>	<u>Devaluación (Revaluación)</u> %	<u>Inflación</u> %
2008	4.84	8.79
2007	(6.35)	5.24
2006	(6.82)	1.33
2005	4.51	3.60
2004	(5.23)	4.89

(c) Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros, de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la provisión de servicios no facturados, la provisión para cuentas de cobranza dudosa y para desvalorización de existencias, la depreciación de maquinaria y equipo, la amortización de activos intangibles, la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros valuados al costo amortizado, y la determinación de la pérdida tributaria y el impuesto a la renta diferido.

(d) Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal, menos provisión para cuentas de cobranza dudosa. La provisión para cuentas de cobranza dudosa es estimada de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, la antigüedad de los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 12 meses y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen mas allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del balance general. El monto de la provisión se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio y los recuperos posteriores con crédito a los resultados del ejercicio.

(e) Existencias

Los suministros y repuestos se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. El costo se determina usando el método de promedio ponderado; el costo de existencias por recibir, usando el método de costo específico. Por las reducciones del valor en libros de las existencias a su valor neto realizable, se constituye una provisión para desvalorización de existencias con cargo a los resultados del ejercicio en el que ocurren tales reducciones.

(f) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo, cuentas por cobrar y por pagar comerciales, otras cuentas por cobrar y por pagar (excepto al impuesto a la renta), cuentas por cobrar y por pagar a partes relacionadas, y obligaciones financieras (corriente y largo plazo). Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

El reconocimiento inicial de un activo o pasivo financiero que no se lleve a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, será a su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la compra o emisión del instrumento financiero.

Los activos financieros originados por la propia empresa tales como préstamos y cuentas por cobrar a cambio de suministrar efectivo, bienes o servicios directamente a un deudor, y los pasivos financieros por obligaciones a largo plazo, son valuados a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo (TIR). Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros). El método de la tasa de interés efectiva busca igualar exactamente el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero. La pérdida o ganancia de un pasivo financiero a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, se reconocerá en los resultados del ejercicio. En el caso de los pasivos financieros registrados al costo amortizado, se reconocerán las ganancias o pérdidas en el resultado del ejercicio cuando el pasivo financiero se dé de baja por haberse extinguido (pago, cancelación o expiración), así como a través del proceso de amortización.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que lo origina. Los intereses, pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

(g) Terrenos, maquinaria y equipo

Terrenos, maquinaria y equipo se registran al costo y están presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los trabajos en curso representan activos en construcción y se registran al costo. Esto incluye el costo de construcción, planta y equipo y otros costos directos. Las construcciones en proceso no se deprecian hasta que los activos relevantes se terminen y estén operativos.

Los desembolsos incurridos después que un activo fijo ha sido puesto en uso se capitalizan como costo adicional del activo únicamente cuando pueden ser medidos confiablemente y es probable que tales desembolsos resultarán en beneficios económicos futuros superiores al rendimiento normal evaluado originalmente para dicho activo. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se vende o es retirado del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminan y la ganancia o pérdida resultante se reconoce como ingreso o gasto.

(h) Activos intangibles

Activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se determina siguiendo el método de línea recta: (i) en base a la vida útil estimada de los activos, que para el caso de software es en un período de entre 1 y 3 años, y (ii) en base al período de duración de los contratos de servidumbre y derecho de superficie, que es de 30 y 60 años, respectivamente. La amortización anual se reconoce como gasto.

(i) Pérdida por deterioro

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

(j) Provisiones

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede medir confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

(k) Aporte financiero y aporte - sobrecargo

Cuando la Compañía, como consecuencia de la aplicación de la resolución OSINERGMIN No. 263-2005-05/CD, presta servicios a clientes en relación a proyectos considerados económicamente viables, los costos de dichos proyectos son asumidos por el cliente y la Compañía reconoce un pasivo (Aporte Financiero) por el mismo importe, que será liquidado desde el primer mes de consumo de gas del cliente como un descuento en el servicio de distribución de gas natural. Este pasivo es clasificado en corto y largo plazo en función a la oportunidad de la devolución efectiva del aporte del cliente.

Si el proyecto es preliminarmente calificado como no viable, la Compañía reconoce un pasivo (Aporte - Sobrecargo) por el importe asumido por el cliente y es mantenido como una obligación a largo plazo hasta que el proyecto califique como económicamente viable, en cuyo caso, será clasificado como Aporte Financiero.

(l) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando es probable que se producirá un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes serán reconocidas en los estados financieros del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

(m) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos por servicio de distribución de gas natural son reconocidos sobre una base mensual según el consumo de gas registrado de los clientes. Los ingresos por Garantía por Red Principal son reconocidos a partir de agosto de 2004 en línea recta durante el plazo de la concesión y cuando se perciben. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen cuando se devengan.

(n) Ganancias y pérdidas por diferencia de cambio

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

(o) Impuesto a la renta diferido

El pasivo por impuesto a la renta diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen, serán reversadas. El activo por impuesto a la renta diferido se reconoce por las pérdidas tributarias arrastrables, y por las diferencias temporales deducibles entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro, la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda aplicar las diferencias temporales que reviertan y las pérdidas tributarias por compensar, dentro del plazo establecido según las normas tributarias vigentes. El pasivo y activo se miden a la tasa de impuesto a la renta, que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente promulgada en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta diferido se reconoce como gasto o ingreso del período o se carga o abona directamente al patrimonio cuando se relacione con partidas que han sido cargadas o abonadas directamente al patrimonio.

(p) Utilidad por acción común

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del período atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho período. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

(q) Reclasificaciones

Ciertas cifras de los estados financieros de 2007 han sido reclasificadas para hacerlas comparables con las del ejercicio 2008. La naturaleza de las reclasificaciones, los importes reclasificados, y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

	US\$000
<u>Balance General</u>	
Cuentas sujetas a restricción transferidas de efectivo a otras cuentas por cobrar	1,805
Fondos en garantía de fideicomiso transferidos de activos en garantía – largo plazo a otras cuentas por cobrar – corto plazo	5,142

3. EFECTIVO

Este rubro comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Cuentas corrientes (a)	4,728	1,096
Depositos a plazo (b)	<u>1,400</u>	<u>12,774</u>
Total	<u><u>6,128</u></u>	<u><u>13,870</u></u>

(a) La Compañía mantiene sus cuentas corrientes en entidades financieras locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses.

(b) Los depósitos a plazo vencen en 19 días y generan intereses a una tasa anual promedio de 0.30% (5.10% en 2007).

4. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Facturas	6,899	6,226
Provisión de servicios no facturados	7,765	6,528
Cuentas por cobrar a parte relacionada (Nota 5)	<u>-</u>	<u>2</u>
	14,664	12,756
Provisión para cuentas de cobranza dudosa (Nota 21)	<u>(34)</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>14,630</u></u>	<u><u>12,756</u></u>

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a servicios de distribución de gas natural, servicios por Garantía por Red Principal y otros servicios. Asimismo, corresponden al capital financiado por la instalación de acometidas e instalaciones internas realizadas a favor de los clientes residenciales y comerciales, por el cual la Compañía cobra un interés compensatorio anual de 18%.

En opinión de la Gerencia, el saldo de la provisión para cuentas de cobranza dudosa, cubre adecuadamente el riesgo de pérdida para cuentas por cobrar de dudosa recuperabilidad al 31 de diciembre de 2008.

La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento	14,288	12,670
Vencidas a más de 30 días	<u>376</u>	<u>86</u>
Total	<u><u>14,664</u></u>	<u><u>12,756</u></u>

5. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos por cobrar y por pagar a partes relacionadas comprenden:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Por cobrar comerciales:		
Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	<u>-</u>	<u>2</u>
Por cobrar no comerciales:		
AEI Perú Holdings LTD.	-	75
Promigas S.A. ESP	<u>75</u>	<u>75</u>
Total	<u><u>75</u></u>	<u><u>150</u></u>
Por pagar comerciales (Nota 11):		
Promigas S.A. ESP	738	-
Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	<u>954</u>	<u>2,101</u>
Total	<u><u>1,692</u></u>	<u><u>2,101</u></u>
Por pagar no comerciales:		
AEI Perú Holdings LTD.	666	-
Promigas S.A. ESP	<u>2</u>	<u>2</u>
Total	<u><u>668</u></u>	<u><u>2</u></u>

Los saldos por cobrar y por pagar a partes relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

Las principales transacciones con partes relacionadas comprenden:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Servicios de operación y mantenimiento de la red de distribución, así como asistencia administrativa, financiera y técnica, recibida de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	9,093	5,008

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Caja restringida (a)	5	1,805
Anticipos de proveedores	-	127
Fondos en garantía de fideicomiso (b)	2,661	5,142
Diversas	<u>216</u>	<u>76</u>
Total	<u><u>2,882</u></u>	<u><u>7,150</u></u>

(a) Caja restringida corresponde a cuentas prendadas a favor del Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú en virtud al contrato del préstamo senior (Nota 13 (a)).

El 31 de marzo de 2005, el Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) y la Compañía suscribieron un Contrato de Fideicomiso de Flujos, mediante el cual se creó un fideicomiso administrado por La Fiduciaria S.A. sobre los ingresos de la Compañía, con el objeto de servir de garantía y medio de pago para atender el pago total y oportuno de la próxima cuota de principal e intereses de la deuda contraída mediante Contrato de Préstamo (Nota 13 (a)). En virtud del mismo, todos los ingresos provenientes de la Garantía de Red Principal (GRP) y todos los conceptos facturados en los recibos de distribución de gas, son canalizados a través de cuentas bancarias del fideicomiso, donde La Fiduciaria S.A. retiene mensualmente el 33%, de la próxima cuota a vencer, cuyo vencimiento es trimestral. Dicha retención no se aplicará en la medida que la Compañía mantenga una carta fianza vigente por el monto de la próxima cuota a vencer o que la cuenta mantenga un balance equivalente a la próxima cuota a vencer. Al cierre del ejercicio se ha retenido un porcentaje de las cobranzas por (en miles) US\$75 (US\$1,826 al 31 de diciembre de 2007), en garantía de la próxima cuota a vencer.

Los flujos de libre disponibilidad, son transferidos a la Compañía una vez a la semana, lo que genera al cierre de estados financieros, saldos pendientes de transferir. Al respecto, al 31 de diciembre de 2008, un importe de (en miles) US\$2,586 (US\$3,316 al 31 de diciembre de 2007) se encuentra pendiente de liberación por parte de La Fiduciaria S.A.

7. EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Suministros y repuestos	8,736	4,620
Existencias por recibir	<u>292</u>	<u>189</u>
Total	9,028	4,809
Provisión para desvalorización de existencias	<u>(20)</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>9,008</u></u>	<u><u>4,809</u></u>

En opinión de la Gerencia, la provisión para desvalorización de existencias cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2008.

8. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Este rubro comprende:

	.. 2008 2007 ..	
	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000
Crédito fiscal por impuesto general a las ventas - IGV (a)	2,940	6,679	3,138	5,259
Pagos a cuenta del impuesto a la renta (b)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>985</u>	<u>-</u>
	<u><u>2,940</u></u>	<u><u>6,679</u></u>	<u><u>4,123</u></u>	<u><u>5,259</u></u>

(a) El crédito fiscal por IGV se originó principalmente por el IGV de compras de bienes y servicios, y será compensado con el IGV de las futuras facturaciones gravadas que realizará la Compañía. La Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que la aplicación del saldo del crédito fiscal de IGV por (en miles) US\$2,940 (US\$3,138 en 2007) se efectuará en el corto plazo.

(b) Los pagos a cuenta del impuesto a la renta, corresponden al saldo a favor de este impuesto, que pueden ser recuperados solicitando su devolución o aplicándolo como crédito contra futuros pagos a cuenta y de regularización del referido impuesto. La Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que la aplicación del saldo, se efectuará en el corto plazo.

9. TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de terrenos, maquinaria y equipo fue como sigue:

	<u>Terrenos</u> US\$000	<u>Maquinaria y equipo</u> US\$000	<u>Activos en Equilibrio tarifario</u> US\$000	<u>Unidades de transporte</u> US\$000	<u>Muebles y enseres</u> US\$000	<u>Equipos diversos</u> US\$000	<u>Equipos de cómputo</u> US\$000	<u>Obras en curso</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Costo:									
Saldos al 1 de enero de 2007	762	84,888	54	613	106	494	68	4,517	91,502
Adiciones	-	5,214	978	89	3	15	41	6,040	12,380
Retiros	-	-	-	(26)	-	(24)	-	-	(50)
Transferencias	-	3,868	-	-	-	-	-	(3,868)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2007	762	93,970	1,032	676	109	485	109	6,689	103,832
Adiciones	-	6,765	846	171	29	24	1	13,258	21,094
Retiros	-	-	-	(13)	(1)	(8)	-	-	(22)
Transferencias	-	6,569	-	-	-	-	-	(6,569)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2008	<u>762</u>	<u>107,304</u>	<u>1,878</u>	<u>834</u>	<u>137</u>	<u>501</u>	<u>110</u>	<u>13,378</u>	<u>124,904</u>
Depreciación:									
Saldos al 1 de enero de 2007	-	5,954	1	262	27	111	55	-	6,410
Adiciones	-	3,144	20	134	11	50	20	-	3,379
Retiros	-	-	-	(21)	-	(13)	-	-	(34)
Saldos al 31 de diciembre de 2007	-	9,098	21	375	38	148	75	-	9,755
Adiciones	-	3,553	114	143	13	49	17	-	3,889
Retiros	-	-	-	(13)	(1)	(3)	-	-	(17)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	<u>-</u>	<u>12,651</u>	<u>135</u>	<u>505</u>	<u>50</u>	<u>194</u>	<u>92</u>	<u>-</u>	<u>13,627</u>
Costo neto:									
Al 31 de diciembre de 2007	<u>762</u>	<u>84,872</u>	<u>1,011</u>	<u>301</u>	<u>71</u>	<u>337</u>	<u>34</u>	<u>6,689</u>	<u>94,077</u>
Al 31 de diciembre de 2008	<u>762</u>	<u>94,653</u>	<u>1,743</u>	<u>329</u>	<u>87</u>	<u>307</u>	<u>18</u>	<u>13,378</u>	<u>111,277</u>

Las tasas de depreciación son como sigue (expresadas en porcentajes):

Maquinaria y equipo	3.3 y 10
Equilibrio tarifario	3.3
Unidades de transporte	20
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	10
Equipos de cómputo	25

- (a) La depreciación por el ejercicio 2008 de (en miles) US\$3,889 (US\$3,379 en 2007) está incluida en las cuentas costo de distribución de gas natural por (en miles) US\$3,859 (US\$3,348 en 2007) y gastos de administración por (en miles) US\$30 (US\$31 en 2007).
- (b) Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus terrenos, maquinaria y equipos, son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.
- (c) Al 31 de diciembre de 2008, activos relacionados con la concesión por un monto de (en miles) US\$94,653, se encuentran hipotecadas en garantía del préstamo senior (Nota 13 (a)).
- (d) Equilibrio tarifario, corresponde a las inversiones cedidas a la Compañía por las obras catalogadas económicamente no viables, de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN N° 263-2005-OS/CD (Nota 1), donde la Compañía reconoce un pasivo por el importe asumido por el cliente, manteniendo una obligación a largo plazo, hasta que el proyecto califique como económicamente viable (Nota 12), en cuyo caso se reclasificará el activo a Maquinaria y equipo.

10. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

El movimiento en el costo y en amortización acumulada de activos intangibles durante 2008 y 2007, fue como sigue:

	Servidumbre y Derechos de <u>Superficie</u> US\$000	Concesión y Estudios <u>Relacionados</u> US\$000	<u>Software</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Costo:				
Saldos al 1 de enero de 2007	1,315	494	39	1,848
Adiciones	-	-	9	9
Saldos al 31 de diciembre de 2007	1,315	494	48	1,857
Adiciones	-	-	19	19
Saldos al 31 de diciembre de 2008	<u>1,315</u>	<u>494</u>	<u>67</u>	<u>1,876</u>
Amortización Acumulada:				
Saldos al 1 de enero de 2007	24	494	38	556
Adiciones	29	-	9	38
Saldos al 31 de diciembre de 2007	53	494	47	594
Adiciones	29	-	11	40
Saldos al 31 de diciembre de 2008	<u>82</u>	<u>494</u>	<u>58</u>	<u>634</u>
Costo neto:				
Al 31 de diciembre de 2007	<u>1,262</u>	<u>-</u>	<u>1</u>	<u>1,263</u>
Al 31 de diciembre de 2008	<u>1,233</u>	<u>-</u>	<u>9</u>	<u>1,242</u>

Las tasas de amortización son como sigue (expresadas en porcentajes):

	%
Servidumbre y derecho de superficie	1.6-3.7
Concesión y estudios relacionados	100
Software	33.33 y 100

(a) La amortización por el ejercicio 2008 de (en miles) US\$40 (US\$38 en 2007) está incluida en la cuenta costo de distribución de gas natural.

- (b) La Gerencia ha revisado las proyecciones de los resultados esperados por los años remanentes de vida útil de activos intangibles sin encontrar variaciones significativas, y en opinión de la Gerencia, los valores recuperables al 31 de diciembre de 2008 y 2007, son mayores a sus valores en libros, por lo que no es necesario constituir ninguna provisión por deterioro para esos activos a la fecha de los estados financieros.

11. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Cuentas por pagar comerciales se encuentran dentro de los plazos de vencimiento y comprenden lo siguiente:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Facturas	1,839	1,480
Provisión de compra y transporte de gas	5,098	4,240
Partes relacionadas (Nota 5)	<u>1,692</u>	<u>2,101</u>
Total	<u><u>8,629</u></u>	<u><u>7,821</u></u>

12. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Tributos	159	75
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	2	1
ESSALUD	1	1
Intereses	668	794
Aporte financiero (a)	4,208	1,941
Aporte - Sobrecargo (b)	7,519	2,592
Garantía recibida de clientes	316	237
Diversas	<u>328</u>	<u>36</u>
Total	13,201	5,677
Menos - porción no corriente (a y b)	<u>(10,191)</u>	<u>(4,224)</u>
Total	<u><u>3,010</u></u>	<u><u>1,453</u></u>

- (a) Aporte financiero, corresponde a la obligación que mantiene la Compañía en relación con proyectos considerados económicamente viables, que será devuelto al cliente como descuento en el servicio de distribución de gas natural, en proporción al 20% de

su consumo de gas, por los costos asumidos por el cliente en los proyectos considerados inicialmente como económicamente no viables.

- (b) Aporte – Sobrecargo, corresponde a los proyectos económicamente no viables, donde la Compañía mantiene una obligación a largo plazo por los costos de dichos proyectos asumidos por el cliente, mantenidos en una cuenta identificada del activo fijo - Equilibrio tarifario (Nota 9) por el costo invertido, hasta que dicha inversión califique como económicamente viable, en cuyo caso la obligación será reclasificada como Aporte financiero.

13. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Este rubro comprende:

	... 2008 2007 ...	
	<u>Corriente</u>	<u>Largo</u>	<u>Corriente</u>	<u>Largo</u>
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamo bancario - Interbank	1,924	-	-	-
Préstamo Senior (a)	4,242	23,334	4,242	27,576
Préstamo Subordinado (b)	47,000	-	47,000	-
Obligaciones por derecho de servidumbre (c)	12	276	12	288
Gastos asociados a financiamiento	<u>(84)</u>	<u>(462)</u>	<u>(84)</u>	<u>(549)</u>
Total	<u>53,094</u>	<u>23,148</u>	<u>51,170</u>	<u>27,315</u>

- (a) El Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) otorgaron a la Compañía el 31 de marzo de 2005 un préstamo por un monto de US\$35 millones, de los cuales corresponden US\$17.5 millones al Banco de Crédito del Perú y US\$17.5 millones al Citibank. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con Energía del Sur S.A. por US\$21 millones y para gastos e inversiones de capital por US\$14 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR a tres meses más 3.9%, siendo el principal pagadero en 33 cuotas trimestrales a partir del 4 de abril de 2007 y vencimiento el 4 de abril de 2015. El préstamo está garantizado de la siguiente manera:

- Contrato de hipoteca sobre los activos relacionados con la concesión (Nota 1), firmado el 31 de marzo de 2005 entre los Prestamistas y la Compañía. Dicha hipoteca se mantendrá vigente hasta que la deuda haya sido cancelada en su totalidad (Nota 9).
- Cuenta de reserva de deuda, la cual debe ser equivalente a la suma del principal e intereses a ser pagados en los siguientes dos trimestres, pudiendo cumplir con el mantenimiento de montos mínimos, a través de otro medio idóneo. En virtud de

ello, la Compañía mantiene saldos en la cuenta de reserva de deuda (Nota 6), y al 31 de diciembre de 2008, la Compañía ha otorgado una carta garantía de US\$1.2 millones y una por US\$2.2 millones a favor del Citibank y Banco de Crédito del Perú, con vencimientos en agosto y octubre de 2009, respectivamente (al 31 de diciembre de 2007, dos cartas de garantía de US\$1 millón cada una con vencimiento en octubre de 2008).

- Contrato de Fideicomiso de Derechos de cobro y flujos (Nota 6), como medio de pago para canalizar el pago de la cuota próxima a vencer.
- (b) El Banco Santander Central Hispano S.A. otorgó a la Compañía un préstamo por US\$47 millones que fueron desembolsados durante el año 2006. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con SUEZ Energy Perú S.A. por US\$27 millones y para gastos e inversiones de capital por US\$20 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR de tres meses más 0.30% y tuvo como garantía cartas fianzas otorgadas por AEI y Promigas hasta por (en miles) US\$47,000. El principal tenía como vencimiento original el 17 de marzo de 2008.

Con fecha 17 de marzo de 2008 Banco Santander Central Hispano S.A. sucursal París cedió el contrato de préstamo a favor de Santander Overseas Bank – Puerto Rico. Adicionalmente la Compañía firmó un addendum con Santander Overseas Bank – Puerto Rico con las condiciones siguientes:

- El vencimiento del principal fue modificado al 17 de marzo de 2009.
 - Garantía a través de cartas fianzas otorgadas por AEI y Promigas (accionistas) hasta por (en miles) US\$ 47,500.
 - Intereses trimestrales a LIBOR de tres meses más 0.65 %.
- (c) Corresponde al Contrato de Derecho de Servidumbre para el paso de los ductos del sistema de Distribución de Gas, suscrito el 17 de setiembre de 2003 por la Compañía con Ferrovías Central Andina S.A., por el cual se deben efectuar pagos anuales de (en miles) US\$12 hasta el año 2033.

El vencimiento de las obligaciones financieras es como sigue:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Año		
2008	-	51,254
2009	53,178	4,254
2010	4,256	4,254
2011	4,256	4,254
2012 al 2033	<u>14,552</u>	<u>14,469</u>
Total	<u><u>76,242</u></u>	<u><u>78,485</u></u>

14. PROVISIONES

Este rubro comprende:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Capacidad mínima (a)	922	922
Estudio impacto ambiental (b)	490	490
Juntas de oro (c)	345	357
Cámara de válvula (d)	117	300
Otras provisiones	<u>408</u>	<u>738</u>
Total	<u><u>2,282</u></u>	<u><u>2,807</u></u>

- (a) Corresponde al arbitraje iniciado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) por el incumplimiento de la Capacidad Mínima de la Red Principal previsto en el contrato BOOT (Nota 1). La DGH ha estimado el monto de la probable sanción en la suma de US\$2.3 millones, más intereses. La Gerencia y los Asesores Legales opinan que no hubo incumplimiento por parte de la Compañía; no obstante, de resolverse el caso en contra, consideran que los criterios empleados por la DGH en el cálculo de la sanción no son correctos y la sanción sería del orden de (en miles) US\$922, monto que ha sido provisionado.
- (b) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental de la Red Principal, según Resolución Directoral Nro. 092-2002-EM-DGAA.
- (c) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de lo establecido en el Manual de Construcción presentado al OSINERGMIN respecto a la aplicación de la prueba de burbuja a las juntas de oro del Sistema de Distribución de Gas Natural.
- (d) Corresponde al procedimiento abierto por un supuesto incumplimiento de las normas sobre programas de operación y/o manuales de operación, seguridad, mantenimiento y demás.

Las provisiones han sido registradas sin perjuicio de las acciones legales que la Compañía ha iniciado en su defensa.

15. INGRESOS DIFERIDOS

Este rubro comprende:

- Ingresos diferidos por Garantía de Red Principal:

De acuerdo a lo establecido en el Contrato BOOT (Nota 1), y en virtud del Decreto Supremo No. 046-2002-EM del 28 de octubre de 2002, la Compañía percibe desde el 1 de noviembre de 2002 ingresos por Garantía por Red Principal para asegurar sus ingresos a partir del inicio de sus operaciones comerciales (agosto de 2004). Debido a que la fecha de recaudación inicial se modificó a una fecha anterior a la de inicio de las operaciones comerciales antes mencionada, los ingresos provenientes de la Garantía por Red Principal anteriores a dicha fecha han sido considerados por la Compañía como ingresos diferidos, siendo el saldo por devengar al 31 de diciembre de 2008 de (en miles) US\$7,758 (US\$8,068 en 2007).

A partir de setiembre de 2004, los ingresos diferidos se amortizan en línea recta a los resultados del ejercicio de acuerdo al plazo de la concesión, es decir 33 años, reconociendo como ingresos por garantía de red principal un monto de (en miles) US\$310 cada año.

A partir del 20 de agosto de 2004, los ingresos correspondientes a la Garantía por Red Principal son cobrados al sistema interconectado y abonados directamente a los resultados de las operaciones. En 2008, un monto de (en miles) US\$1,146 (US\$3,184 en 2007) ha sido abonado directamente a los ingresos por garantía de red principal.

- Al 31 de diciembre de 2008 incluye (en miles) US\$745 correspondientes al pago recibido de EDEGEL S.A. para realizar el proyecto de la ampliación de la Central Térmica de Santa Rosa.

16. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el capital está representado por 47,000,277 acciones comunes de US\$1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

En Junta General de Accionistas de fecha 14 de diciembre de 2007, se acordó el aumento del capital social de (en miles) US\$35,000 a (en miles) US\$47,000 mediante la capitalización de préstamos recibidos de los accionistas durante 2007, emitiéndose 12,000,000 acciones de US\$1.00 de valor nominal cada una, que representan (en miles) US\$12,000.

En Junta General de Accionistas de fecha 19 de diciembre de 2008, se acordó el aumento de capital social de (en miles) US\$47,000 a (en miles) US\$57,000 mediante aporte en efectivo de los accionistas de (en miles) US\$10,000, este incremento se hizo efectivo en enero 2009.

El movimiento en el número de acciones en circulación fue como sigue:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	Cantidad de acciones	
En circulación al inicio del año	47,000,277	35,000,277
Emitidas por capitalización de deudas	<u>-</u>	<u>12,000,000</u>
En circulación al fin del año	<u><u>47,000,277</u></u>	<u><u>47,000,277</u></u>

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la estructura de participación accionaria de la Compañía era como sigue:

	<u>No. de Acciones</u>	<u>Total de Participación %</u>
AEI Perú Holdings LTD.	28,200,166	60.00
Promigas S.A. ESP	<u>18,800,111</u>	<u>40.00</u>
Total	<u><u>47,000,277</u></u>	<u><u>100.00</u></u>

El 28 de junio de 2007 se cerró el proceso de adquisición del 100% de las acciones de la Compañía por parte de AEI y Promigas S.A. ESP, a Suez Tractebel S.A. de Bélgica (85.71%) y Enersur S.A. (14.29%) transacción que se realizó a través de la Bolsa de Valores de Lima y que contó con las autorizaciones respectivas del Ministerio de Energía y Minas.

17. DISTRIBUCION DE UTILIDADES

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente un Convenio de Estabilidad Jurídica y en opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable la retención del 4.1% en la distribución de los dividendos a los accionistas del exterior correspondiente al monto estabilizado de (en miles) US\$30,000, ni ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido después de la fecha de suscripción del mencionado Convenio.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

18. INGRESO POR SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Ingreso por servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Venta de gas	35,736	27,177
Prestación de servicios de gas:		
Transporte de gas natural	17,352	13,083
Distribución primaria	2,670	2,735
Distribución secundaria	11,072	7,789
Provisión de distribución	2,673	1,050
Servicio - cargo variable	4,842	2,961
Servicio - acometidas	295	108
Servicio - instalaciones	2,131	2,006
Servicio - tuberías	76	35
Otros servicios	407	198
Ingresos por ventas no reguladas:		
Cargo por uso	4,927	5,748
Cargo reserva de capacidad	2,273	417
Otros ingresos	<u>945</u>	<u>36</u>
Total	<u><u>85,399</u></u>	<u><u>63,343</u></u>

19. COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Costo de servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Consumo de gas	35,735	27,326
Transporte de gas	17,630	13,115
Consumo de suministros	2,872	776
Servicios de operación y mantenimiento de la red de distribución	2,687	2,045
Servicios prestados por terceros	873	1,829
Depreciación y amortización (Notas 9 y 10)	3,899	3,386
Otros gastos	361	322
Total	<u>64,057</u>	<u>48,799</u>

20. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprende:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Cargas de personal	409	200
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	6,406	5,640
Servicios prestados por terceros	1,462	725
Tributos	286	308
Cargas diversas de gestión	891	725
Depreciación (Nota 9)	30	31
Total	<u>9,484</u>	<u>7,629</u>

21. GASTOS DE COMERCIALIZACION

Gastos de comercialización comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Servicios prestados por terceros	914	510
Provisión de incobrables (Nota 4)	34	-
Cargas diversas de gestión	<u>60</u>	<u>46</u>
Total	<u><u>1,008</u></u>	<u><u>556</u></u>

22. OTROS GASTOS OPERACIONALES, NETO

Otros gastos operacionales, neto comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Recupero (provisiones) por sanciones (Nota 15)	525	(1,885)
Costo neto de enajenación	(5)	(16)
Enajenación de activos fijos	-	8
Transferencia de bienes de SUEZ Energy Perú S.A.	-	160
Otros, neto	<u>203</u>	<u>86</u>
Total	<u><u>723</u></u>	<u><u>(1,647)</u></u>

23. INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos financieros comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Ganancia por diferencia de cambio, neta (a)	-	1,900
Intereses de depósitos bancarios	26	29
Intereses de depósitos a plazos	671	409
Interés compensatorio clientes	294	345
Otros ingresos financieros	<u>244</u>	<u>70</u>
Total	<u><u>1,235</u></u>	<u><u>2,753</u></u>

(a) La ganancia por diferencia de cambio se presenta neta de la pérdida por diferencia de cambio de (en miles) US\$3,080 en 2007.

24. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Intereses de préstamo Subordinado	3,404	2,812
Intereses de préstamo Senior	2,618	2,967
Impuesto a las transacciones financieras	179	208
Pérdida por diferencia de cambio, neta (a)	1,142	-
Otros gastos financieros	<u>183</u>	<u>70</u>
Total	<u>7,526</u>	<u>6,057</u>

(a) La pérdida por diferencia de cambio se presenta neta de la ganancia por diferencia de cambio de (en miles) US\$13,119 en 2008.

25. IMPUESTO A LA RENTA

(a) Régimen tributario del Impuesto a la Renta que de no existir cambios estaría vigente al término del Convenio

(i) Tasas del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945, del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa de impuesto a la renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, participacionistas, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, participacionistas, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Renta y del Impuesto General a las Ventas, las personas jurídicas que realicen transacciones con partes vinculadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulte mayor a (en miles) S/.200, y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación sustentatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los (en miles) S/.6,000, y hubieran efectuado transacciones con empresas vinculadas en un monto superior a (en miles) S/.1,000.

Ambas obligaciones son exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

Por excepción por 2006 y 2007, la obligación de contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia no será de aplicación respecto de las transacciones que los contribuyentes domiciliados en el país realicen con partes vinculadas domiciliadas. A partir del ejercicio 2008 estas transacciones deberán estar incluidas en los correspondientes Estudios Técnicos de Precios.

(iii) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

Mediante Leyes 29306 y 29308 publicadas el 27 y 31 de diciembre de 2008, respectivamente, se han modificado diversos artículos de la Ley del Impuesto a la Renta (en adelante “la LIR”). A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes que entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2009:

- Se ha dejado sin efecto, para fines tributarios, el requisito de alta eficacia (rango 80% a 125%) a efecto de considerar un Instrumento Financiero Derivado (IFD) derivado como de cobertura o especulativo. A partir del ejercicio 2009, para que el IFD sea considerado con fines de cobertura deberá cumplir con los siguientes requisitos:
 - Deben celebrarse con el objetivo de eliminar un riesgo inherente a activos, bienes u obligaciones propios del negocio de la empresa.
 - Se debe celebrar entre partes independientes. Si ha sido negociado entre partes vinculadas, su contratación debe efectuarse a través de un mercado reconocido.
 - Los riesgos que cubre deben ser claramente identificables y no simplemente riesgos generales del negocio.
 - El deudor tributario debe contar con la información que permita identificar el tipo de IFD celebrado, cómo opera, características, el riesgo que busca eliminar, atenuar o evitar, los activos, bienes u obligaciones coberturados, entre otros.

Adicionalmente, los IFD que se contraten a partir del ejercicio 2009 se reconocerán cuando venzan y no necesariamente en el ejercicio en que se tomó el derivado.

- Se mantendrán vigentes por el ejercicio 2009 las exoneraciones siguientes, que inicialmente en virtud de lo dispuesto por el D. Legislativo 972 quedaban derogados a partir del indicado ejercicio:
 - Ganancias de capital provenientes de la enajenación de valores mobiliarios inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores realizados a través de Bolsa efectuada por empresas.
 - Ganancias de capital provenientes de la enajenación de valores mobiliarios efectuada por personas naturales, domiciliadas o no.
 - Intereses provenientes de valores (i.e. Bonos emitidos por oferta pública).

- Intereses obtenidos por depósitos efectuados en empresas del sistema financiero nacional. A partir del ejercicio 2010 la exoneración sólo se mantendrá para las personas naturales.
 - Intereses y ganancias de capital generados por créditos concedidos al Sector Público Nacional. A partir del ejercicio 2010 estas rentas, bajo determinadas condiciones, se encontrarán inafectas.
- Por el ejercicio 2009 se mantendrá vigente el tratamiento tributario actual sobre las rentas y ganancias de capital generada por contribuyentes no domiciliados, resultando aplicable la tasa de retención de 30% en la mayoría de los casos.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente hasta el 2033 un Convenio de Estabilidad Jurídica. En opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable a la Compañía, ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido durante la vigencia del mencionado Convenio.

- (b) El gasto por impuesto a la renta, calculado a la tasa de 30% vigente a la fecha de firma del Convenio, comprende:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Impuesto a la renta corriente (acápites c)	(1,826)	-
Impuesto diferido (Nota 26)	<u>(289)</u>	<u>(1,563)</u>
Total	<u><u>(2,115)</u></u>	<u><u>(1,563)</u></u>

(c) El impuesto a la renta (pérdida tributaria arrastrable) fue determinado como sigue:

	<u>2008</u> US\$000	<u>2007</u> US\$000
Utilidad antes de impuesto a la renta	6,428	4,592
Adiciones (deducciones) tributarias:		
Gastos no deducibles	1,245	2,672
Ingresos exonerados	(578)	(1,370)
Diferencias temporales	<u>23</u>	<u>184</u>
Renta gravable del ejercicio	7,118	6,078
Pérdida tributaria arrastrable al inicio del año	(986)	(6,380)
Ajuste a la pérdida tributaria arrastrable	<u>(45)</u>	<u>(684)</u>
Pérdida tributaria arrastrable al fin del año		<u>(986)</u>
Renta gravable para computar el impuesto a la renta corriente	<u>6,087</u>	
Impuesto a la renta corriente - 30%	<u>1,826</u>	

Al 31 de diciembre de 2008, el pasivo por impuesto a la renta corriente, deducido los pagos a cuenta de este impuesto, es de (en miles) US\$365 (saldo a favor de US\$985 al 31 de diciembre de 2007 – Nota 8)

(d) Situación tributaria

Las declaraciones juradas de impuesto a la renta correspondientes a los ejercicios 2004 a 2007 y la que será presentada por el ejercicio 2008, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia o modificaciones a la pérdida tributaria como resultado de las revisiones pendientes.

(e) Conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria combinada

La conciliación de la tasa efectiva combinada del impuesto a la renta de 32.90% al 31 de diciembre de 2008 (34.04% en 2007), con la tasa tributaria de 30% de impuesto a la renta, es como sigue:

	<u>2008</u>		<u>2007</u>	
	US\$ 000	%	US\$ 000	%
Utilidad antes de impuesto a la renta	<u>6,428</u>	<u>100.00</u>	<u>4,592</u>	<u>100.00</u>
Impuesto a la renta calculado según tasa tributaria	1,928	30.00	1,378	30.00
Efecto tributarios sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	374	5.81	801	17.44
Ingresos exonerados	(173)	(2.70)	(411)	(8.95)
Ajuste de pérdida tributaria	<u>(14)</u>	<u>(0.21)</u>	<u>(205)</u>	<u>(4.45)</u>
Impuesto a la renta corriente y diferido registrado según tasa efectiva	<u>2,115</u>	<u>32.90</u>	<u>1,563</u>	<u>34.04</u>

26. IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

El movimiento en el activo por impuesto a la renta diferido, y la descripción de las diferencias temporales que le dieron origen es como sigue:

	...2007...		...2008...		Saldo <u>Final</u> US\$000
	Saldo <u>Inicial</u> US\$000	Adiciones (Recuperos) US\$000	Saldo <u>Final</u> US\$000	Adiciones (Recuperos) US\$000	
Pérdida tributaria	1,914	(1,618)	296	(296)	-
Reversión facturación (a)	-	55	55	(8)	47
Provisiones	<u>69</u>	<u>-</u>	<u>69</u>	<u>15</u>	<u>84</u>
Total	<u>1,983</u>	<u>(1,563)</u>	<u>420</u>	<u>(289)</u>	<u>131</u>

- (a) Corresponde a la facturación del año 2006 por la inversión de obras calificadas como económicamente no viable y reversados en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N° 263-2005-OS/CD (Nota 1), para ser mantenidos como una obligación a largo plazo (Nota 2 (k)).

27. UTILIDAD POR ACCION COMUN

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

(a) La utilidad básica y diluida por acción común resulta como sigue:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$000	US\$000
Utilidad neta atribuible a los accionistas comunes	<u>4,313</u>	<u>3,029</u>

(b) El promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el 2008 y 2007, ambas de US\$1.00 de valor nominal c/u, fue como sigue:

	<u>Acciones Comunes en circulación</u>	<u>Días de vigencia hasta el cierre</u>	<u>Promedio ponderado de Acciones Comunes</u>
En circulación al inicio de 2007	35,000,277	365	35,000,277
Emisión de nuevas acciones	<u>12,000,000</u>	17	<u>558,904</u>
En circulación al final de 2007	<u>47,000,277</u>		<u>35,559,181</u>
En circulación al inicio y al final de 2008	<u>47,000,277</u>	365	<u>47,000,277</u>

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
	US\$	US\$
(c) Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	<u>0.092</u>	<u>0.085</u>

28. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

La Compañía está expuesta a riesgos de mercado en el curso normal de sus operaciones; sin embargo, la Gerencia, sobre la base de su conocimiento técnico y su experiencia, establece políticas para el control de los riesgos de cambio, crediticio, de liquidez de mercado y de tasa de interés.

Riesgo de cambio

La Compañía realiza sus ventas en nuevos soles tomando como base sus tarifas fijadas en dólares estadounidenses, lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en dicha moneda y reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Compañía presenta una posición activa neta de (en miles) S/.70 y S/.66, respectivamente. La Gerencia ha aceptado el riesgo de esta posición por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

Riesgo de crédito

Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentración de riesgo de crédito consisten principalmente en depósitos en bancos y cuentas por cobrar comerciales. Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía reduce la probabilidad de concentraciones significativas de riesgo de crédito porque mantiene sus depósitos y coloca sus inversiones de efectivo en instituciones financieras de primera categoría, y limita el monto de la exposición al riesgo de crédito en cualquiera de las instituciones financieras. Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, las concentraciones significativas de riesgo de crédito, individual o de grupo, están limitadas debido a la amplia base de clientes y a la política de la Compañía de evaluar continuamente la historia de crédito de los clientes y su condición financiera para cumplir con los pagos.

En opinión de la Gerencia, al cierre del ejercicio no existen concentraciones de riesgo de crédito significativo para la Compañía.

Riesgo de liquidez

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, y de la obtención de líneas de crédito y/o la emisión de obligaciones, que le permitan desarrollar sus actividades normalmente.

Riesgo de moneda

La clasificación crediticia individual de la Compañía permite obtener tasas de interés competitivas tanto en los mercados locales como en los internacionales, mitigando este riesgo.

Riesgo de tasas de interés

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Compañía mantiene principalmente, obligaciones financieras a corto y largo plazo a tasas de interés variable. La Gerencia ha aceptado este riesgo, por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

Valor razonable

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros son sustancialmente similares a sus respectivos valores en libros.

29. MEDIO AMBIENTE

Conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, la construcción y la operación de la Red de Alta Presión y de las Otras Redes cuentan con respectivos Estudios de Impacto Ambiental (en adelante los EIA) donde se establecen los compromisos medio ambientales que la Compañía debe cumplir, los que hacen principal incidencia a la etapa de construcción de las redes. Los EIA incluyen un Plan de Manejo Ambiental (en adelante el PMA) donde se describen las medidas que debe adoptar la Compañía para prevenir o mitigar impactos ambientales negativos y mantener sus operaciones dentro de los márgenes de las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía presenta anualmente un informe de gestión ambiental ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (“OSINERGMIN”), ente responsable de la verificación del cumplimiento de los compromisos medio ambientales asumidos por la sociedad en el PMA.

Al 31 de diciembre de 2008, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a (en miles) US\$16 (US\$11 en 2007).

30. HECHOS POSTERIORES

No se tiene conocimiento de hechos posteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.