

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA GERENCIA DEL RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017 Y 2016 DE ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

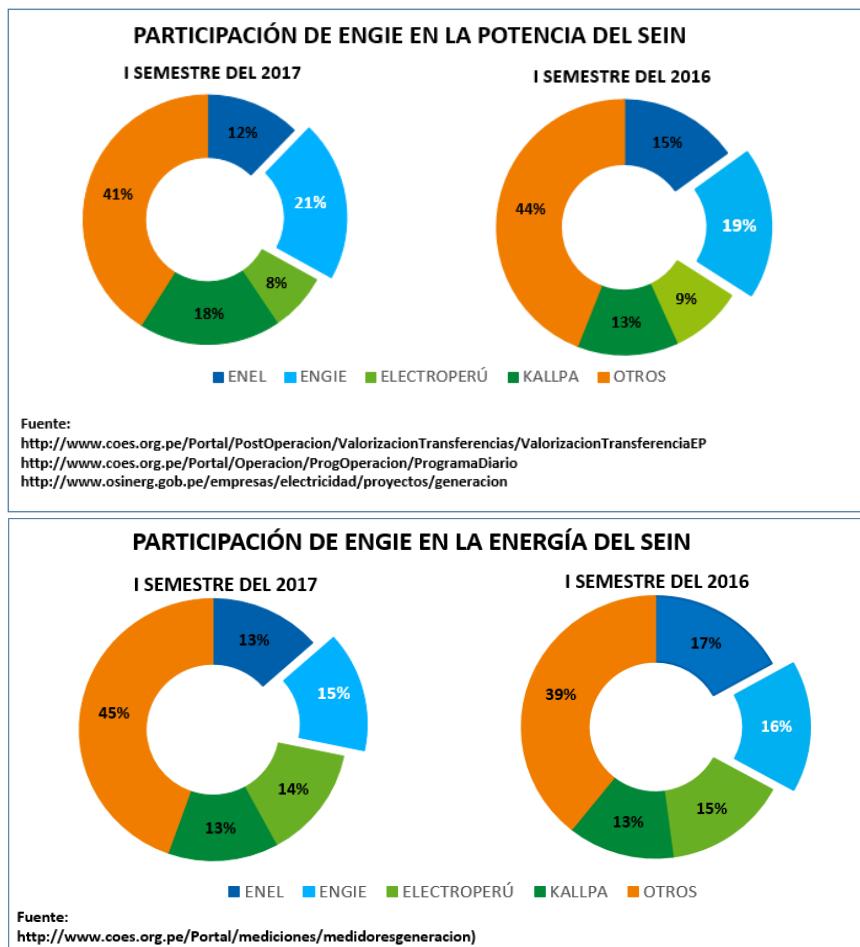
El presente análisis sobre los resultados de las operaciones y situación financiera deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros trimestrales y las notas que los acompañan, los cuales han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). Las cifras indicadas a continuación están expresadas en miles de dólares estadounidenses (excepto se indique de otra forma).

1. INDICADORES DEL SECTOR

La demanda de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”) al 30 de junio de 2017 alcanzó 24,415 GWh, 2% mayor a la registrada en el mismo periodo de 2016 (23,959 GWh). La participación de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”) en la demanda de energía fue de 3,612 GWh al 30 de junio de 2017 y 3,846 GWh al 30 de junio de 2016.

La máxima demanda de potencia en el sistema al 30 de junio de 2017 ascendió a 6,596 MW, (6,462 MW al mismo periodo de 2016) representando un incremento de 2%.

La participación de ENGIE durante el primer semestre de 2017 en el SEIN fue de 21% en potencia y 15% en generación (19% y 16%, respectivamente durante el mismo periodo de 2016) con lo cual confirma su posición de liderazgo en el sector eléctrico peruano, tal como se muestra a continuación:





2. HECHOS DE IMPORTACIA DURANTE EL II TRIMESTRE DEL 2017

Con fecha 26 de junio de 2017, en el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE, se llevó a cabo la colocación de la segunda (S/79 millones con una tasa de 6.00%) y la tercera (S/251 millones con una tasa de 6.53%) emisión, por un plazo de siete y diez años respectivamente. Para cubrir las fluctuaciones de tipo de cambio de las referidas emisiones, la Compañía decidió contratar instrumentos financieros derivados (swaps) de moneda y tasa de interés.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	A Junio		Variación	% Var.	II Trimestre		Variación	% Var.
	2017	2016			2017	2016		
Ventas netas de energía eléctrica	374,459	377,632	(3,173)	(1%)	173,888	179,415	(5,527)	(3%)
Costo de ventas de energía eléctrica	(216,126)	(219,227)	3,101	(1%)	(109,391)	(103,997)	(5,394)	5%
Utilidad Bruta	158,333	158,405	(72)	0%	64,497	75,418	(10,921)	(14%)
Margen Bruto (%)	42%	42%			37%	42%		
Gastos de Administración	(10,050)	(8,615)	(1,435)	17%	(5,593)	(4,582)	(1,011)	22%
Otros ingresos y gastos (neto)	28,939	2,540	26,399	1039%	28,656	1,832	26,824	1464%
Utilidad Operativa	177,222	152,330	24,892	16%	87,560	72,668	14,892	20%
Margen Operativo (%)	47%	40%			50%	41%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados)	2,771	3,220	(449)	(14%)	1,746	2,215	(469)	(21%)
Gastos Financieros (Incluye diferencia en cambio neta)	(21,129)	(16,259)	(4,870)	30%	(12,355)	(8,702)	(3,653)	42%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	158,864	139,291	19,573	14%	76,951	66,181	10,770	16%
% de Ventas	42%	37%			44%	37%		
Impuesto a la Renta	(49,005)	(36,961)	(12,044)	33%	(22,117)	(16,887)	(5,230)	31%
Utilidad Neta	109,859	102,330	7,529	7%	54,834	49,294	5,540	11%
Margen Neto (%)	29%	27%			32%	27%		

3.1. VENTAS NETAS

Cifras en Miles de Dólares	A Junio		II Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Ventas de energía, potencia y peajes	369,774	371,870	170,790	175,694
Otros ingresos	4,685	5,762	3,098	3,721
Total	374,459	377,632	173,888	179,415

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre del 2017 fueron 3% menores respecto del mismo periodo del año anterior, principalmente por la menor demanda de clientes libres y regulados parcialmente compensado por mayores ventas en el mercado Spot.

Por otra parte, los ingresos correspondientes al primer semestre del 2017 fueron similares respecto del mismo periodo del año anterior. Sin embargo, en este periodo se presentó menor ingreso por ventas a clientes existentes, compensado parcialmente por un mayor ingreso por concepto de potencia por la entrada en operación de la C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta Ilo en octubre 2016.

Durante el segundo trimestre del 2017, las ventas a clientes libres y regulados fueron de 50% cada una (58% y 42% para el mismo periodo de 2016). Mientras que, en el primer semestre del 2017,



las ventas a clientes libres y regulados representan un 61% y 39% respectivamente (56% y 44% para el mismo periodo del 2016).

3.2. COSTO DE VENTAS

Cifras en Miles de Dólares	A Junio		II Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Compra de energía, potencia y peaje	(67,518)	(72,899)	(31,047)	(34,509)
Consumo de combustibles	(85,460)	(90,240)	(45,422)	(42,064)
Depreciación	(35,109)	(27,810)	(17,621)	(14,176)
Otros costos de generación	(28,039)	(28,278)	(15,301)	(13,248)
Total	(216,126)	(219,227)	(109,391)	(103,997)

Durante segundo trimestre del 2017, el costo de ventas fue 5% mayor respecto del mismo periodo de 2016, principalmente originado por un mayor consumo de combustibles (petróleo) debido a la mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo como consecuencia de la indisponibilidad de otras unidades de generación del SEIN, y por la mayor depreciación como consecuencia del ingreso a operación de nuevas plantas de generación, parcialmente compensado por una menor compra de energía y potencia. Por otra parte, el costo de ventas del primer semestre del 2017 fue menor en 1% respecto del mismo periodo del 2016.

3.3. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Cifras en Miles de Dólares	A Junio		II Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Cargas de personal	(6,770)	(4,983)	(4,167)	(2,683)
Servicios prestados por terceros	(2,002)	(2,377)	(794)	(1,199)
Otros gastos de gestión	(1,278)	(1,255)	(632)	(700)
Total	(10,050)	(8,615)	(5,593)	(4,582)

Los gastos de administración del segundo trimestre del 2017 fueron 22% mayores respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a mayores cargas de personal debido a la entrada en operación comercial de nuevos proyectos y por el reconocimiento de bonificaciones de personal devengados en el primer semestre del 2017 (en el 2016, este concepto fue incluido solamente en el cuarto trimestre de dicho año).

3.4. UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad del primer semestre del 2017 (US\$ 177,222) fue mayor en 16% respecto del mismo periodo de 2016 (US\$ 152,330) debido principalmente al efecto de ingresos relacionados a penalidades comerciales ejecutadas en el segundo trimestre.

3.5. GASTOS FINANCIEROS (NETO)

Cifras en Miles de Dólares	A Junio		II Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Gastos por Intereses	(24,009)	(18,800)	(11,833)	(9,372)
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	2,559	2,993	1,640	2,109
Otros gastos (ingresos) financieros neto	49	68	18	24
Ingreso de Intereses en depósitos	131	138	68	67
Diferencia en Cambio Neta (Ingreso) Gasto	2,912	2,562	(502)	685
Total	(18,358)	(13,039)	(10,609)	(6,487)

Los gastos financieros netos del segundo trimestre 2017 fueron 64% mayores respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a mayores gastos de intereses de arrendamientos financieros por la entrada en operación comercial de las plantas C.T.ChilcaDos y C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta Ilo, compensado parcialmente con el mayor ingreso por la variación de tipo de cambio. Por otra parte, durante el primer semestre del 2017, los gastos financieros netos fueron 41% mayores respecto del mismo periodo del 2016.

3.6. UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones indicadas en los puntos anteriores, la utilidad del segundo trimestre del 2017 (US\$ 54,834) fue mayor en 11% respecto del mismo periodo del 2016 (US\$ 49,294). Este resultado incluye el efecto de un mayor gasto del impuesto a la renta como consecuencia de la aplicación de la tasa del 29.5% vigente en el 2017 (28% en el 2016).

4. SITUACIÓN FINANCIERA

4.1. INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

	Por el periodo terminado el 30 de junio de		Por el periodo terminado el 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	1.05x	0.93x	0.75x	0.65x
Prueba Ácida	0.75x	0.66x	0.50x	0.46x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.21x	1.32x	1.35x	1.36x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.52x	0.54x	0.50x	0.51x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	4.7%	4.6%	5.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	10.5%	11.8%	13.8%	20.8%



Prueba Corriente	:	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	:	Total Activo Corriente – Existencias - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	:	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	:	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	:	Utilidad Neta / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	:	Utilidad Neta / Total Patrimonio

4.2. ENDEUDAMIENTO

Al 30 de junio de 2017, el endeudamiento de largo plazo representa el 100% del total de la deuda financiera. La deuda financiera establecida a tasas fijas representa el 90% del total de la deuda financiera y del total de la deuda de largo plazo.

ENGIE mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1° Clase, emitidas por dos clasificadoras de riesgo autorizadas por la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV), dichas categorías corresponden a las de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.

La composición de la deuda financiera es la siguiente:

DEUDA FINANCIERA (Miles de dólares estadounidenses)

Deuda Financiera	Por el periodo terminado a	
	Jun. 2017	Dic. 2016
Préstamos de Corto Plazo	-	80,203
Préstamos de Largo Plazo	118,275	135,449
Arrendamiento Financiero ChilcaUno - Ciclo Combinado	106,970	128,365
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo31 - Reserva Fría	66,422	83,027
Arrendamiento Financiero Nodo Energético	254,906	283,229
Arrendamiento Financiero ChilcaDos	115,258	115,837
Bonos Corporativos	289,452	183,336
Total Deuda	951,283	1,009,446