

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. ANÁLISIS DE GERENCIA SEGUNDO TRIMESTRE 2019 Y 2018 (*)



- ✓ **El EBITDA al 30 de junio de 2019 ascendió a US\$151.0 millones, mayor en 4% respecto del mismo periodo de 2018 (US\$145.0 millones) debido principalmente a: (i) mayores ventas de energía y potencia, (ii) ventas de activos y suministros no vinculados a la operación y (iii) menor costo de compras de energía del sistema como resultado del incidente del ducto de líquidos de gas natural (TGP) ocurrido en febrero del 2018.**
- ✓ **El resultado neto del periodo enero a junio de 2019 fue de US\$ 65.7 millones, mayor en 9% respecto al 2018 (US\$ 60.3 millones) principalmente como resultado del incremento en las ventas y disminución de gastos financieros.**
- ✓ **El número de clientes libres (72) al segundo trimestre 2019 tuvo un incremento de 9% respecto del mismo periodo de 2018 (66).**

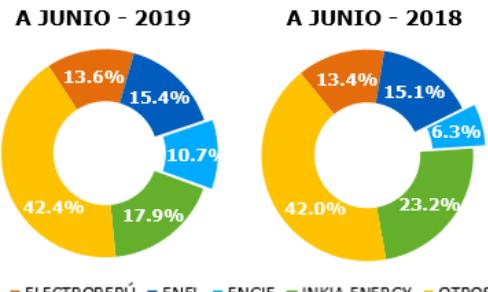
1. INDICADORES DEL SECTOR

La generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN") al 30 de junio de 2019 alcanzó 26,348 GWh, representando un crecimiento de 4.9% respecto del mismo periodo de 2018 (25,121 GWh).

La máxima demanda de potencia en el SEIN durante el 2019 ascendió a 6,794 MW (en junio), representando un crecimiento de 3.8% respecto a la máxima demanda del mismo periodo de 2018 (6,542 MW en junio).

La participación de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante "EEP") al 30 de junio de 2019 en el SEIN fue de 10.7% en generación y 19.8% en potencia efectiva (6.3% y 20.2%, respectivamente durante el mismo periodo de 2018).

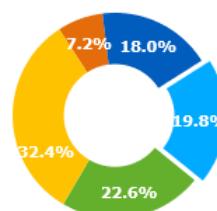
PARTICIPACIÓN DE ENGIE EN LA GENERACIÓN DEL SEIN



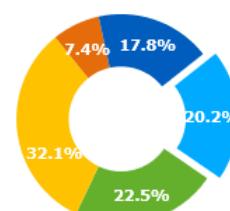
Elaboración propia
Fuente: COES

PARTICIPACIÓN DE ENGIE EN LA POTENCIA DEL SEIN

A JUNIO - 2019



A JUNIO - 2018

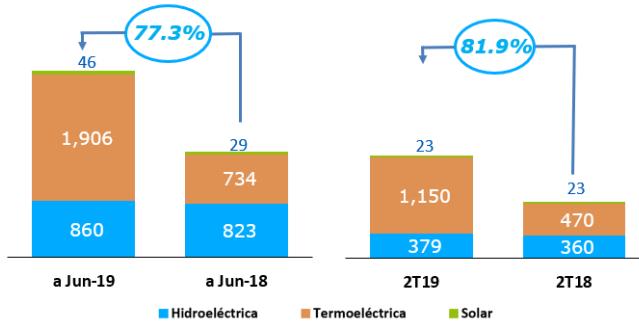


■ ELECTROPERÚ ■ ENEL ■ ENGIE ■ INKIA ENERGY ■ OTROS

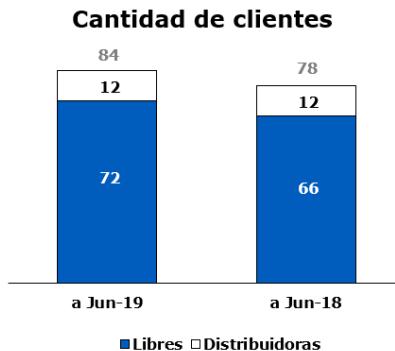
Elaboración propia
Fuente: COES

La producción de energía de EEP, al 30 de junio de 2019 ascendió a 2,812 GWh, representando un incremento del 77.3% respecto de la producción del mismo periodo del año anterior (1,586 GWh) debido a la mayor generación asignada por el COES a la Central Termoeléctrica ChilcaUno y ChilcaDos.

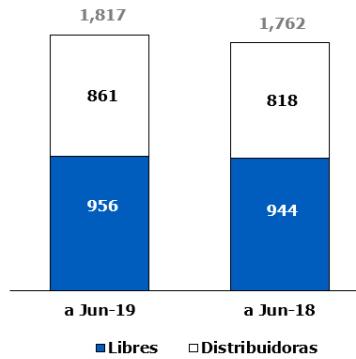
Generación ENGIE por tipo de fuente en GWh



Al 30 de junio de 2019, EEP cuenta con 72 clientes libres que representan 47.7% de los ingresos totales que incluyen venta de energía eléctrica, potencia, entre otros y 12 empresas distribuidoras que representan un 52.3% de los ingresos totales.



**Potencia Contratada
Hora Punta (MW)**



2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	A Junio		Variación	% Var.	II Trimestre		Variación	% Var.
	2019	2018 (**)			2019	2018 (**)		
Ingresos por ventas netas	267,367	255,694	11,673	5%	135,248	127,165	8,083	6%
Costo de ventas	(156,838)	(152,457)	(4,381)	3%	(81,559)	(75,285)	(6,274)	8%
Utilidad Bruta	110,529	103,237	7,292	7%	53,689	51,880	1,809	3%
Margen Bruto (%)	41%	40%			40%	41%		
Gastos de Administración	(10,221)	(10,163)	(58)	1%	(5,168)	(5,329)	161	(3%)
Otros ingresos y gastos (neto)	8,053	9,472	(1,419)	(15%)	610	4,313	(3,703)	(86%)
Utilidad Operativa	108,361	102,546	5,815	6%	49,131	50,864	(1,733)	(3%)
Margen Operativo (%)	41%	40%			36%	40%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados y diferencia cambio neta)	6,556	5,320	1,236	23%	2,999	2,420	579	24%
Gastos Financieros	(19,666)	(22,768)	3,102	(14%)	(9,605)	(11,357)	1,752	(15%)
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	95,251	85,098	10,153	12%	42,525	41,927	598	1%
% de Ventas	36%	33%			31%	33%		
Impuesto a la Renta	(29,564)	(24,831)	(4,733)	19%	(12,962)	(11,669)	(1,293)	11%
Utilidad Neta	65,687	60,267	5,420	9%	29,563	30,258	(695)	(2%)
Margen Neto (%)	25%	24%			22%	24%		
EBITDA (*)	150,955	144,912	6,043	4%	69,965	72,303	(2,338)	(3%)
Margen EBITDA (%)	56%	57%			52%	57%		

(*) EBITDA = Utilidad Operativa - Gastos Administrativos + Otros ingresos y gastos (netos) + Depreciación y Amortización

2.1 VENTAS NETAS

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre de 2019 (en adelante "2T19") fueron US\$135.2 millones, 6% mayores respecto del mismo periodo de 2018 (US\$ 127.2 millones). Este incremento se debe principalmente a: (i) mayores ventas por

actualización de precios de energía de contratos vigentes de clientes libres y empresas distribuidoras, (ii) mayores ventas por actualización de precios de potencia de la Central Térmica Ilo31 (Reserva Fría) y Central Térmica Ilo41 (Nodo Energético), y (iii) mayores ingresos por servicios prestados. De forma similar los

ingresos al 30 de junio (US\$267.4 millones) fueron 5% mayores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$255.7 millones).

2.2 COSTO DE VENTAS

Durante el 2T19, el costo de ventas (US\$ 81.6 millones) fue 8% mayor respecto del mismo periodo de 2018 (US\$75.3 millones). Este incremento se debe principalmente al efecto neto de: (i) mayor compra de gas debido al mayor despacho de las plantas ChilcaUno y ChilcaDos, compensados parcialmente con; (ii) menor compra de energía en el sistema para atender la demanda contratada con clientes libres y empresas distribuidoras. De forma similar el costo de ventas al 30 de junio de 2019 (US\$156.8 millones) fue 3% mayor respecto del mismo periodo del 2018 (US\$152.5 millones).

2.3 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración del 2T19 (US\$ 5.2 millones) fueron similares respecto del mismo periodo de 2018 (US\$5.3 millones). Del mismo modo, los gastos de administración al 30 de junio de 2019 y 2018 ascendieron a US\$10.2 millones.

2.4 OTROS INGRESOS Y GASTOS (NETO)

Los otros ingresos (netos) del 2T19 (US\$0.6 millones) fueron 86% menores respecto del mismo periodo del año 2018 (US\$4.3 millones), debido principalmente a menores ingresos relacionados a: (i) aplicación de penalidades ejecutadas a contratistas, y (ii) liquidación de provisiones realizadas en el periodo. Al 30 de junio de 2019 (US\$8.1 millones) fueron 15% menores respecto del mismo periodo de 2018 (US\$9.5 millones) principalmente por un efecto neto de: (i) menores ingresos relacionados a la aplicación de penalidades ejecutadas a contratistas, derechos de servidumbres y liquidación de provisiones, compensados parcialmente con (ii) mayores ingresos por la venta de activos y suministros realizados en el primer trimestre de 2019.

2.5 UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad operativa del 2T19 (US\$49.1 millones) fue menor en 3% respecto del mismo periodo de 2018 (US\$50.9 millones) debido principalmente al efecto neto de un mayor costo de suministro de gas y menores ingresos relacionados a la aplicación de penalidades y liquidación de provisiones, compensado parcialmente con mayores ingresos por ventas de energía y potencia. Al 30 de junio de 2019 (US\$108.4 millones) la utilidad operativa fue 6% mayor respecto del mismo periodo de 2018 (US\$102.6 millones) debido principalmente a: (i) mayores ventas de energía y potencia, (ii) ingresos por ventas de activos y suministros, compensados parcialmente con (iii) mayor costo de ventas.

2.6 GASTOS FINANCIEROS (NETO)

Los gastos financieros netos del 2T19 (US\$6.6 millones) fueron 26% menores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$8.9 millones), debido principalmente al efecto neto de: (i) menores gastos de intereses por menor deuda de arrendamientos financieros, (ii) mayor ganancia por diferencia en cambio del periodo, compensado parcialmente con (iii) mayores gastos de intereses relacionados a Bonos Corporativos y préstamos bancarios. De forma similar los gastos financieros netos al 30 de junio de 2019 (US\$13.1 millones) fueron 25% menores respecto del mismo periodo de 2018 (US\$17.4 millones).

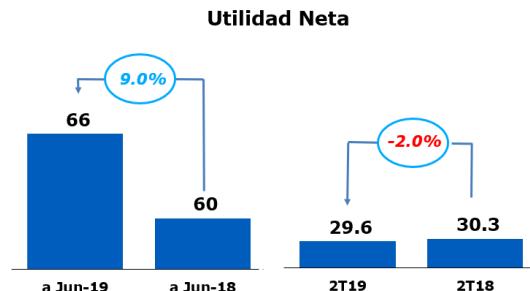
2.7 IMPUESTO A LA RENTA

El impuesto a la renta del 2T19 (US\$13.0 millones) fue 11% mayor respecto del mismo periodo del año 2018 (US\$11.7 millones), debido principalmente a una mayor utilidad antes de impuestos. De forma similar al 30 de junio de 2019 (US\$29.6 millones) fue 19% mayor al mismo periodo de 2018 (US\$24.8 millones).



2.8 UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones anteriores, la utilidad neta del 2T19 fue US\$29.6 millones (US\$30.3 millones para el mismo periodo del 2018), menor en 2% respecto del mismo periodo en el 2018. Al 30 de junio de 2019 (US\$65.7 millones) la utilidad neta fue 9% mayor respecto del mismo periodo 2018 (US\$60.3 millones).



3. SITUACIÓN FINANCIERA

3.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

Indicador	Por el periodo terminado el 30 de junio de		Por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2018 (**)
	2019	2018 (**)	
Índices de Liquidez			
Prueba Corriente (1)	1.58x	1.15x	1.45x
Prueba Ácida (2)	1.12x	0.83x	1.01x
Índices de Solvencia			
Endeudamiento Patrimonial (3)	0.99x	1.12x	1.04x
Endeudamiento de Largo Plazo (4)	0.51x	0.51x	0.52x
Índices de Rentabilidad			
Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5)	5.2%	3.5%	4.9%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6)	10.3%	7.4%	9.9%
Covenants			
Deuda financiera/EBITDA (*)	2.35x	3.09x	2.62x
Deuda neta/EBITDA (*)	2.17x	2.86x	2.35x

(*) EBITDA = Utilidad Operativa – Gastos Administrativos + Otros Ingresos y gastos (neto) + Depreciación y Amortización

(1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente

(2) Total Activo Corriente – Existencias - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes

(3) Total Pasivo / Total Patrimonio

(4) Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)

(5) Utilidad Neta (***)/ Total Activo

(6) Utilidad Neta (***)/ Total Patrimonio

(***) Utilidad considera los últimos 12 meses.

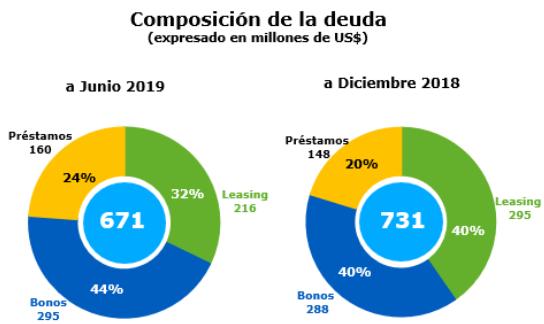
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

ANÁLISIS DE GERENCIA PRIMER TRIMESTRE 2019 Y 2018



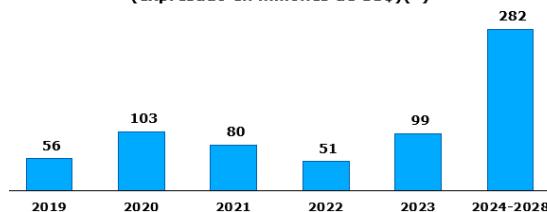
3.2 ENDEUDAMIENTO

Al 30 de junio de 2019, el endeudamiento de largo plazo representa el 98% del total de la deuda financiera, la que se encuentra establecida a tasas fijas.



EEP mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1º Clase, emitidas por Apoyo & Asociados Internacionales y Equilibrium Clasificadora de Riesgo, las cuales cuentan con la autorización correspondiente de la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV). Dicha categoría corresponde a la de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.

Cronograma de vencimiento de deuda
(expresado en millones de US\$)(*)



(*) La deuda corresponde al principal (no incluye efectos de instrumentos financieros derivados) y se encuentra expresada al tipo de cambio cierre del 30 de junio 2019.

3.3 ACCIONES COMUNES

A continuación, se detalla la cotización mensual (junio 2018 a junio 2019) de los valores representativos de Acciones inscritas en la Bolsa de Valores de Lima.

Cotización de la acción al cierre
(expresado en soles)



Elaboración propia
Fuente: Bolsa de Valores de Lima

4. HECHOS DE IMPORTANCIA DURANTE EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019

- ✓ Con fecha 7 de junio de 2019, se comunicó la designación del Sr. Frank Jean Alain Demaille como presidente del Directorio en reemplazo del Sr. Philip Julien De Cnudde, quien ejerció el cargo de Director hasta el 7 de junio de 2019.

5. EVENTOS POSTERIORES

El 11 de julio de 2019, la BVL comunicó a la compañía que por segundo año consecutivo se mantiene en el Índice de Buen Gobierno Corporativo (IBGC), el cual reúne a las empresas peruanas con la mejor gestión en temas de confianza, equidad, fluidez, integridad de la información y responsabilidad social tanto con los accionistas como con los demás grupos de interés. La permanencia de ENGIE en el IBGC es el resultado de los estándares de transparencia y políticas de gobierno corporativo que ENGIE aplica en sus actividades.

