

# INFORME DE PRESIDENCIA EJECUTIVA Y PRESIDENCIA

**ENERMAX**



PERIODO 2017

Quito, Marzo 2018

## INFORME DE ACTIVIDADES POR EL PERIODO 2017

A la Junta General de Accionistas y Directorio de Enermax S.A.

De acuerdo a las disposiciones legales de la Superintendencia de Compañías me permito presentar a continuación el informe de la compañía Enermax S.A. por el año terminado al 31 de diciembre de 2017.

### Entorno del País

El año 2017 ha estado marcado por importantes eventos sobretodo de índole político para el Ecuador.

Se llevaron las Elecciones presidenciales el 19 de Febrero y luego de mucha controversia y un resultado muy ajustado se proclamó vencedor al Candidato de Alianza País Lcdo. Lenin Moreno.

Luego de su posesión en Mayo de 2017, empezó un distanciamiento con el anterior presidente y un confrontación clara con el vicepresidente por las acusaciones en su contra de corrupción, lo que conllevó a una posterior ruptura total y crisis dentro del partido Oficialista, lo que también ocasionó un rompimiento de bancada en la Asamblea nacional por lo que ya no existe una mayoría absoluta en esta.

Sin embargo de estos conflictos algo muy destacable ha sido el nuevo estilo de Gobierno del nuevo presidente, mucho más conciliador y abierto a cambios, lo que llevó a una moderada reactivación económica así como a una reducción importante del riesgo país pasando de 647 puntos a inicios del 2017 a 459 puntos al cierre del periodo.

Otro tema importante fue la eliminación de las salvaguardas pues venció su plazo temporal, esto también generó una mayor actividad comercial.

Según el BCE la economía tuvo un crecimiento moderado de 1.5% en el PIB, Las Recaudaciones tributarias crecieron respecto al 2016, incluso considerando que en el mes de Mayo el IVA se redujo en 2 puntos porcentuales

Rubro	Meta 2017	Recaudación 2016	Recaudación 2017	Variación Recaudación
Impuesto a la Renta Recaudado	4.295.038	3.946.284	4.177.295	↑ 5,85%
IVA de Operaciones Internas	5.139.931	4.474.850	4.669.385	↑ 6,73%
Impuesto a la Salida de Divisas	1.151.070	964.659	1.097.642	↓ 13,79%

Fuente: Base de datos SRI - BCE - SENAE - Dpto. Financiero

La balanza comercial fue positiva en apenas 89,2 MM, con crecimientos importantes tanto en exportaciones como en importaciones como se puede ver a continuación:

Rubro	Ene - Dic 2016	Ene - Dic 2017	Variancion Recuadacion
Exportaciones Petroleras	5.459,2	6.913,6	⬆️ 26,64%
Exportaciones No Petroleras	11.338,5	12.208,9	⬆️ 7,68%
Importaciones	15.550,6	19.033,2	⬆️ 22,40%
<b>Balanza Comercial</b>	<b>1.247,1</b>	<b>89,2</b>	

Fuente: Base de datos SII - DCE - SUNAE - Opto. Financiero

El precio del Crudo tuvo una interesante recuperación en el 2017 pasando de USD52.81 a inicios de año a USD54.38 en Octubre, para cerrar en USD60.42 a fines del 2017. Esto representa un ligero alivio al fuerte déficit presupuestario que tiene el gobierno.

El mercado laboral tuvo una leve recuperación en el 2017, con un decremento en las tasas de desempleo del 0.60% en relación al 2016, no obstante, la calidad del empleo no fue la mejor, ya que menos del 50% de la población tuvo una ocupación adecuada (42.3% en el 2017).

### Principales actividades de la empresa durante el año 2017

Producción.- En este periodo se generó un total de 93.277,21 MWh, que representa un incremento de 3.000,37 MWh (3.32%) respecto al 2016. El valor energético del 2017 está 2.6% por encima del promedio de la generación de los últimos 10 años (Anexo1). Este incremento, obedece principalmente a mejores caudales respecto al 2016. De cualquier forma, los caudales del Rio Calope se han mostrado dentro de las variaciones esperadas en los estudios Hidrológicos.

Los excedentes de energía fueron de 57.184MWh, los consumos propios fueron de 38.574,7 MWh y las compras principalmente en la época de estiaje fueron de 2.481,4 MWh.

Mercado.- Los excedentes de generación que se producen en la época invernal de la central Calope, se los siguió comercializando con las empresas distribuidoras, mediante contratos regulados a un precio ctvsUSD\$4.7/kWh hasta julio y ctvsUSD\$3.1/kWh desde agosto del presente año y por un período de 1 año (que se vence en julio 2018). De los 57.184 MWh de excedentes, 54.616 MWh se vendieron a ctvsUSD\$4.7/kWh y 2.567 MWh se vendieron a ctvsUSD\$3.1/kWh. El esquema de pago mediante prelación se mantiene vigente y esto hace que la facturación emitida por ENERMAX sea cancelada oportunamente debido a la alta prelación que mantiene la generación privada y al control que ejerce el MEER para que se cumplan estrictamente las prelações de pago. Lamentablemente, a pesar de tener incremento en costos de producción, la política del MEER ha sido reducir aún mas los precios de los contratos regulados argumentando excedentes en la producción de los proyectos emblemáticos del Estado y es así que a los generadores privados, a partir de Agosto 2017, se nos redujo en un 34% el precio para nuestros excedentes en la hora Base.

La tarifa de venta de energía a los puntos de consumo propio se mantiene en 7 ctvsUSD/KWh y con este valor los puntos están experimentando importantes ahorros que oscilan entre 20% al 31% respecto a las tarifas reguladas de las distribuidoras vigentes a esta fecha.

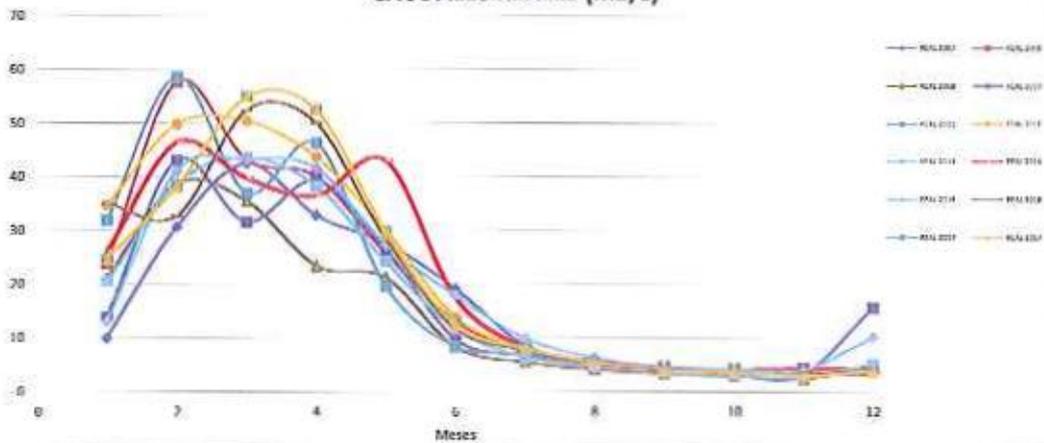
Mantenimiento.- Los procesos de mantenimiento preventivo y predictivo, de la obra civil, instalaciones mecánicas, eléctricas y electrónicas se realizó en base a un programa anual liderado por el gerente de operaciones, a esta fecha Ing. Fredy Ludeña, y funcionaron adecuadamente evitando mantenimientos correctivos, que en este período 2017 no fueron necesarios.

ANEXO 1

Variación Estacional de Caudatos on el Sitio de Toma

P (%)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
95	3,93	8,54	12,16	10,66	9,04	5,54	4,50	3,26	3,05	2,84	2,72	2,64
90	4,75	9,05	13,05	12,94	9,67	6,11	4,65	3,67	3,34	3,25	3,25	3,15
85	5,38	11,21	14,38	14,45	10,40	6,64	4,83	3,60	3,56	3,57	3,26	3,24
80	5,80	12,36	14,60	15,58	11,13	7,07	5,06	3,97	3,77	3,60	3,37	3,34
75	6,25	13,90	15,66	16,36	11,79	7,39	5,24	3,99	3,81	3,81	3,48	3,48
70	6,64	14,73	16,65	17,68	12,47	7,71	5,30	4,14	3,80	3,68	3,58	3,79
65	7,11	15,50	16,69	17,75	13,15	7,65	5,51	4,29	3,94	4,05	3,77	4,01
60	7,61	16,13	17,45	18,45	13,84	8,33	5,81	4,60	4,00	4,16	3,99	4,29
55	8,17	16,74	18,20	18,98	14,59	8,71	6,04	4,62	4,12	4,31	4,30	4,48
50	8,69	17,30	18,85	19,70	15,48	9,07	6,11	4,63	4,29	4,41	4,44	4,66
45	9,09	18,28	19,45	20,73	16,20	9,37	6,30	4,76	4,45	4,63	4,59	4,90
40	9,65	19,19	20,18	20,80	16,87	9,63	6,53	4,89	4,66	4,87	4,79	5,22
35	10,24	20,45	20,97	21,80	17,45	10,00	6,87	5,10	4,81	5,06	4,91	5,30
30	11,29	22,12	22,04	22,80	18,01	10,49	6,84	5,22	4,76	5,27	5,21	5,69
25	12,46	24,06	23,09	23,77	18,62	11,01	7,15	5,40	5,01	5,47	5,36	6,21
20	13,66	25,51	24,70	25,19	19,17	11,58	7,48	5,54	5,32	5,85	5,56	6,66
15	15,11	26,48	26,64	26,66	20,30	12,38	7,87	5,83	5,63	6,27	6,34	6,87
10	16,99	31,25	29,56	28,90	22,90	13,74	8,93	6,12	6,36	6,55	6,96	7,61
5	24,01	34,98	36,73	32,77	25,24	15,58	8,90	6,60	6,81	7,15	8,57	9,11
REAL 2007	10,00	30,65	42,47	32,81	27,68	19,21	8,64	5,62	4,08	3,33	3,18	3,61
REAL 2008	23,79	57,63	43,21	40,05	25,72	13,16	7,48	5,62	4,61	4,21	4,32	4,36
REAL 2009	21,04	38,64	35,50	23,41	21,18	8,34	5,51	4,17	3,40	2,96	2,41	4,35
REAL 2010	13,85	43,08	31,55	39,38	26,55	9,81	6,76	4,83	3,63	3,15	3,15	15,55
REAL 2011	31,89	58,57	36,93	46,78	19,54	8,50	7,07	5,02	3,89	3,20	2,79	4,13
REAL 2012	34,75	49,77	50,41	43,68	30,04	13,84	8,20	5,42	4,04	3,45	3,59	3,45
REAL 2013	20,53	38,62	43,57	38,28	24,18	11,64	6,49	4,67	3,72	3,39	2,84	6,10
REAL 2014	25,98	46,34	39,74	36,40	43,00	17,48	8,22	5,34	4,19	4,09	3,34	3,49
REAL 2015	13,04	41,04	43,31	41,62	27,37	17,66	9,96	6,37	4,69	4,27	3,95	10,12
REAL 2016	38,05	32,69	52,40	50,02	28,41	11,87	7,78	5,23	4,32	3,51	3,05	3,20
REAL 2017	24,64	38,13	54,89	52,40	29,76	12,43	8,15	5,48	4,08	3,68	2,83	3,87
Caudal Maximo Turbinable	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00

CAUDALES REALES (m3/s)



Relaciones comunitarias.- Las relaciones con las comunidades de la zona, se mantuvieron estables y se continuó con la acertada política de contratar, preferentemente, mano de obra y servicios locales que dinamizan la economía del área en la que se encuentra la central Calope, al fin de este periodo 34 personas son de la zona y 17. De otras regiones del País. La LOSPEE (Ley Orgánica de Servicio Público de Energía) que fue aprobada en enero del 2015 lamentablemente después de 1100 días aún no cuenta con su reglamento de aplicación, a pesar de que en su transitorio primera indica que el mismo debería aprobarse en 180 días. Esta razón ha impedido canalizar el 12% de utilidades a obras en las zonas de influencia directa del proyecto, actualmente tenemos provisionado un valor de \$920.264.41 por este concepto.

Manejo Ambiental.- Al igual que los años anteriores, durante este periodo, el equipo dedicado al monitoreo y control de la calidad ambiental, obtuvo las aprobaciones de Auditorías ambientales y Monitoreo del Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE), demostrando profesionalismo y cumplimiento. Todo esto llevó a que ENERMAX S.A. obtenga el certificado de PUNTO VERDE otorgado por el MAE con una calificación de 94/100 (la mayor del País) que aporta para que Corporación Favorita sea líder en cuidado del medio ambiente.

Colaboradores.- A la presente fecha, en ENERMAX laboran 51 personas distribuidas en Operación, Mantenimiento y Administración. No ha existido rotación de personal y únicamente se incorporó un ingeniero mecánico al equipo técnico de la central Calope.

#### **Presentación y explicación de los estados financieros de la empresa.**

Adjuntamos estados financieros Auditados bajo normas NIIF con sus respectivas notas para su revisión y análisis.

El activo corriente se ubica en \$ 2'058.000 de los cuales se destaca la cantidad de \$ 968. 000 en la cuenta bancos; \$ 625.000 en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar. Otro rubro importante lo constituyen cuentas por cobrar compañías relacionadas con un valor de \$ 403.000 que corresponde principalmente a la venta de energía, peaje y transmisión a los puntos de consumo propio; y el restante, esto es \$ 62. 000, corresponde a otros pagos como seguros.

Los activos fijos se ubican en \$ 21'080.000 de los cuales \$ 20'040.000 corresponde a la Central Hidroeléctrica. A diciembre de 2017 la depreciación acumulada es de \$ 8'403.000.

En el rubro de inversiones tenemos un valor de \$ 1'781.000, que corresponde a la participación de 5.98 % que la compañía mantiene en Hidroalto S.A. En este año se realizó el aumento de capital en Hidroalto S.A. por lo cual el valor de la inversión de capital de Enermax S.A. actualmente es de \$ 1'499.000, la diferencia \$ 282.000 se mantiene como aportes de la compañía para futuras capitalizaciones en la compañía.

El pasivo corriente asciende a \$ 1'586.000 de los cuales \$ 1'437.000 corresponden a cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, entre las que se destacan \$ 463.000 a las compras de déficit energético a las Distribuidoras, \$ 921.000 ( \$ 378.000 año 2015 , \$ 243.000 año 2016 y \$ 300.000 año 2017) que corresponden al 12% para desarrollo regional, según la vigencia de la Ley ( LOSPEE).

El pasivo a largo plazo asciende a \$ 218.000, de este valor \$ 98.000 corresponde a la cuenta por pagar Accionistas (Corporación Favorita C.A.). La diferencia lo constituyen las provisiones de Jubilación patronal y desahucio por \$ 120.000.

El patrimonio al 31 de diciembre de 2017 asciende a \$ 23'115.000, con un capital social de US\$ 5'000.000, Reserva legal \$ 2'257.000, Reserva Facultativa \$ 13'904.000 y Resultados acumulados por \$ 1'954.000, el mismo que corresponde a Utilidad Neta del Ejercicio \$ 2'124.000, Efecto Aplicación NIIF (\$ 145.000) y Otros Resultados Integrales (ORI) (\$ 25.000). También cabe indicar que en el año 2017 se repartió dividendos a los accionistas por un valor de US\$ 2'000.000.

En el **Anexo 2** para una mayor facilidad explicativa presentamos un estado de resultados más detallado en su agrupación de cuentas, con un detalle de variaciones en valores y porcentajes respecto al 2016.

En lo referente al estado de resultados del año 2017, los ingresos operacionales fueron de \$ 6'549,287.80 , de los cuales \$ 2'640,852.26 corresponde a energía entregada a puntos de consumo propio, \$ 2'646,566.60 por venta de energía con contratos regulados a empresas eléctricas de distribución, \$ 1'223,723.89 por reposición de gastos por transmisión y peajes. Como se puede apreciar existe en el año 2017 un incremento en los ingresos de \$ 478,147.77 respecto al periodo 2016, sin embargo es importante determinar su efecto neto en resultados ya que paralelamente se experimentó un incremento en los gastos de energía de \$ 268,120.00 por lo que tenemos un incremento neto en el ingreso operacional de \$ 210,027.77 debido principalmente a un incremento en la generación de 3.000 MWH con respecto al año anterior.

El gasto de depreciación de la empresa fue de \$ 829,797.89. Los gastos de Operación y Mantenimiento de la Central se encuentran en \$ 991,386.19 con una disminución en relación al año anterior de \$ 122,689.34. Los gastos de Energía ascienden a \$ 1'531,435.79, del cual \$ 979,953.42 es Peaje de Distribución, \$ 318,011.92 por compra de energía y \$ 233,470.45 corresponde a tarifa de transmisión. Existe un Incremento en los costos de energía de \$ 268,120.00 en relación al año 2016.

La utilidad Bruta de Generación alcanzó \$ 3'196,667.93 es decir \$350,356.88 o un 12% más que el 2016.

Los gastos administrativos alcanzaron un valor de \$ 689,098.03 con una reducción de \$ 82,555.05 respecto al 2016. Obteniendo una Utilidad Operacional de \$ 2'507.569,90 es decir un 20% más sobre el 2016.

Adicionalmente los gastos financieros fueron de \$20,571.04 que corresponde a intereses por pagar accionistas a una tasa del 6.24 %.

Es importante mencionar que en el 2017 no hubo ingreso por la venta de acciones, en el 2016 la compañía recibió \$ 253,500.00 por el contrato de compra venta de acciones de la compañía Hidroalto S.A. En el rubro de otros ingresos tenemos el valor de \$ 145,211.35, debido principalmente al reembolso por parte del seguro por lucro cesante de \$ 35,086.05 y \$ 89,216.74 que corresponde a asesoría técnica al proyecto Hidrosanbartolo.

## ANEXO 2

## ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Comparativos 2017-2018  
Al 31 de Diciembre  
(Expresado en dólares americanos)

	EJECUTADO 2017	EJECUTADO 2018	DIFERENCIAS USD	% Variación	PRESUPUESTADO 2017	
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	93.277.210,13	90.276.035,09	3.000.374,25	3,32%	94.127.634,66	
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	38.574.721,83	38.602.445,37	- 117.723,74	0,30%	39.280.016,34	
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	2.481.489,23	3.914.887,28	- 1.433.418,05	-36,61%	2.204.140,89	
PRECIO DE COMPRA (cts/kWh)	4,07	7,01	- 2,94	-41,94%	6,30	
<b>INGRESOS</b>	<b>US \$</b>					
Energía del Grupo	2.610.852,26	2.650.113,43	- 9.261,17	0,35%	2.748.203,24	
Energía Mercado Ocasional	38.145,05	13.164,02	24.981,03	189,77%	0,00	
Energía por Contratos	2.646.566,00	2.600.486,10	38.100,50	1,46%	2.682.311,27	
Reposición por Transmisión	233.470,43	185.252,42	48.218,01	26,03%	235.560,28	
Reposición por Peaje	990.253,46	614.144,06	376.109,40	61,24%	628.100,74	
<b>Total Ingresos</b>	<b>US \$</b>	<b>6.549.287,80</b>	<b>478.147,77</b>	<b>7,88%</b>	<b>6.294.295,54</b>	
<b>GASTOS OPERATIVOS</b>						
<b>Gastos de Operación y Mantenimiento</b>						
Depreciación	US \$	829.797,69	847.437,66	-17.639,77	-2,08%	854.437,66
<b>Otros Gastos de Operación y Mantenimiento</b>						
Sueldos y Beneficios Sociales	475.818,00	632.618,00	- 156.800,00	-24,78%	566.538,30	
Mantenimiento	224.616,17	238.287,57	- 13.671,40	-5,74%	303.000,00	
Internet y Telecomunicaciones	9.904,85	10.454,11	- 469,26	-4,49%	13.200,00	
Seguros	127.953,76	90.489,85	37.463,91	41,40%	120.800,00	
Otros Gastos	153.013,35	142.229,34	10.784,01	7,59%	151.940,00	
<b>Gastos de energía</b>						
Cargos en el Mercado Ocasional	318.011,02	474.773,74	- 156.761,62	-33,02%	397.296,14	
Reposición por Transmisión	233.470,45	185.252,42	48.218,03	26,03%	235.560,28	
Reposición por Peaje	979.953,42	603.269,83	376.683,79	62,43%	615.597,53	
	1.531.435,79	1.263.315,79	268.120,00	21,22%	1.248.455,95	
<b>Total Gastos de Operación</b>	<b>US \$</b>	<b>3.352.619,07</b>	<b>3.224.828,98</b>	<b>127.790,89</b>	<b>3,96%</b>	<b>3.258.371,91</b>
<b>Utilidad Bruta de Generación</b>	<b>US \$</b>	<b>3.196.667,93</b>	<b>2.846.311,05</b>	<b>350.356,88</b>	<b>12,31%</b>	<b>3.035.923,63</b>
<b>Gastos Administrativos</b>						
Honorarios Profesionales	160.269,48	153.797,00	6.472,48	4,21%	158.040,00	
Sueldos y Beneficios Sociales	320.005,00	354.878,86	- 34.813,86	-9,81%	338.142,19	
Internet y Telecomunicaciones	8.124,00	5.706,80	2.357,20	40,88%	8.400,00	
Otros Gastos de Administración	200.639,47	257.210,30	- 56.570,83	-21,99%	240.000,00	
<b>Total Gastos Administrativos</b>	<b>US \$</b>	<b>689.038,03</b>	<b>771.653,08</b>	<b>(82.655,05)</b>	<b>-10,70%</b>	<b>744.582,19</b>
<b>Utilidad Operacional de Generación</b>	<b>US \$</b>	<b>2.507.629,90</b>	<b>2.074.657,97</b>	<b>432.911,93</b>	<b>20,87%</b>	<b>2.291.341,44</b>
<b>Gastos Financieros</b>						
Intereses Accionistas	20.571,04	47.350,24	- 26.779,20	-56,56%	18.156,08	
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>US \$</b>	<b>20.571,04</b>	<b>47.350,24</b>	<b>(26.779,20)</b>	<b>-56,56%</b>	<b>18.156,08</b>
<b>Ingresos y egresos no operacionales</b>						
<b>Ingresos y egresos no operacionales</b>						
Ingreso por venta de acciones	0,00	253.500,00	- 253.500,00	-100,00%	0,00	
Otros Ingresos	115.211,35	16.302,61	128.908,74	790,72%	17.209,05	
Otros Egresos	132.294,81	271.895,66	- 139.600,85	-51,34%	150.483,00	
<b>Total Ingresos y egresos no operacionales</b>	<b>US \$</b>	<b>(12.918,54)</b>	<b>2.093,05</b>	<b>(15.009,59)</b>	<b>-717,12%</b>	<b>133.273,85</b>
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>US \$</b>	<b>2.494.711,40</b>	<b>2.025.214,68</b>	<b>474.700,72</b>	<b>23,44%</b>	<b>2.139.911,41</b>
3 % Participación trabajadores (LOSPLL)	74.997,48	69.756,44	14.241,02	23,44%	64.197,34	
12 % Participación (LOSPFF)	299.809,65	213.025,76	58.964,00	23,44%	265.789,37	
Impuesto a la Renta	0,00	0,00	-	-	0,00	
<b>Utilidad Neta</b>	<b>US \$</b>	<b>2.124.928,09</b>	<b>1.721.432,48</b>	<b>403.495,61</b>	<b>23,44%</b>	<b>1.818.924,70</b>
<b>ERITDA</b>	<b>US \$</b>	<b>3.350.284,33</b>	<b>2.920.602,58</b>	<b>430.281,75</b>	<b>14,74%</b>	<b>3.012.505,15</b>

La utilidad neta del ejercicio fue de \$2'124,928.09, que representa un incremento de \$ 403,495.61 ( 23.44 % ) sobre el año 2016.

### **Principales metas y actividades previstas para la empresa en el año 2018**

El principal objetivo durante el 2018 es mantener los niveles de generación previstos, para lo cual se debe continuar con las actividades de mantenimiento que eviten indisponibilidad en obra civil, equipos, subestación y línea de transmisión.

Dado que se ve muy poco probable que se pueda mejorar los precios de los contratos regulados a renovarse en agosto de 2018, el objetivo principal es incrementar las magnitudes de los consumos propios para reducir al máximo los valores de excedentes especialmente durante la época invernal (Enero Junio). Los valores de consumo propio se van a incrementar significativamente desde marzo y abril del 2018, sin embargo, todavía vamos a tener altos excedentes en el invierno. Para el 2019, se espera que los ingresos se incrementen, pues para el invierno de ese año, debemos tener la mayor cantidad de energía entregada a consumos propios a un precio medio de ctvsUSD\$5.8/kWh.

Para el verano de 2018, se prevé un mantenimiento mayor de la Unidad 1, para lo que al momento se está adquiriendo un importante stock de repuestos por un costo aproximado de \$ 100,000.00 Además está previsto actualizar el sistema Scada que mantenemos en la Central Calope lo cual permitirá optimizar y garantizar la operación de la central para los próximos años.

Enermax, como accionista del 5.98 % Hidroalto S.A, es socio del proyecto hidroeléctrico Due de 49,7 MW que inicio su operación el 25 de julio de 2017, generando 162.559 MWh con una utilidad neta de \$ 4'508,312.14

En el **Anexo 3** se presenta una proyección de resultados para el 2018 y 2019, el cual está simulado considerando una hidrología del 70% de probabilidad. Proyectamos un pequeño decremento en la utilidad neta en el 2018 debido principalmente al mantenimiento mayor de la Unidad 1 que se tiene previsto efectuar en este año.

Finalmente, en el **Anexo 4** presentamos una propuesta de fuentes y usos de fondos para el año 2018 considerando las distintas inversiones previstas, en el que se incluye una propuesta de pago de dividendos por \$1'500.000,00 Adicionalmente se tiene previsto la cancelación de \$ 921,000 acumulado tanto del año 2015 ,2016 y 2017 correspondiente al 12% para desarrollo regional, según la vigencia de la LOSPEE.

Esperamos con este informe haber podido brindar una clara explicación de la actividad de la empresa en el periodo 2017 y sus perspectivas para el periodo 2018.

Atentamente,

**Hernán Barahona P.**  
**Presidente Ejecutivo.**

## Estados de Resultados Projectado 2018-2019

	PROYECTADO 2019 Q 70	PROYECTADO 2018 Q 70	EJECUTADO 2017
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	94.127.634,66	94.127.634,66	93.277.210,13
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	120.903.312,16	95.586.836,71	38.574.721,63
KILOVATIOS VENDIDOS COMO EXCEDENTES (kWh)	11.229.108,26	37.977.790,87	57.183.957,74
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	30.064.785,76	36.518.586,82	2.481.469,23
PRECIO DE COMPRA (ctvs/kWh)	3,30	3,30	4,07
<b>INGRESOS</b>	<b>US \$</b>		
Energía del Grupo	7.257.786,73	5.402.985,82	2.640.852,26
Energía Mercado Ocasional	0,00	0,00	38.145,05
Energía por Contratos	348.102,36	1.132.076,19	2.646.566,60
Reposición por Trasmisión	725.779,87	573.521,03	233.470,43
Reposición por Peaje	1.936.412,99	1.529.389,42	990.253,46
<b>Total Ingresos</b>	<b>US \$ 10.267.093,95</b>	<b>8.637.972,47</b>	<b>6.649.287,80</b>
<b>GASTOS OPERATIVOS</b>			
<b>Gastos de Operación y Mantenimiento</b>			
Depreciación	US \$ 836.480,52	836.514,96	829.797,89
<b>Otros Gastos de Operación y Mantenimiento</b>			
Sueldos y Beneficios Sociales	530.000,00	529.000,00	475.818,06
Mantenimiento	374.616,17	427.116,17	224.616,17
Internet y Telecomunicaciones	10.000,00	10.000,00	9.084,86
Seguros	100.000,00	100.000,00	127.953,76
Otros Gastos, Acuerdos Comunitarios, PMA	214.000,00	213.013,35	153.013,35
	<u>1.228.616,17</u>	<u>1.279.129,52</u>	<u>991.386,19</u>
<b>Gastos de energía</b>			
Cargas en el Mercado Ocasional	1.285.713,32	1.162.585,82	318.011,92
Reposición por Trasmisión	725.779,87	573.521,03	233.470,45
Reposición por Peaje	1.896.704,73	1.498.801,63	979.953,42
	<u>3.908.197,93</u>	<u>3.254.888,48</u>	<u>1.531.435,79</u>
<b>Total Gastos de Operación</b>	<b>US \$ 6.976.284,62</b>	<b>6.369.532,96</b>	<b>3.362.818,87</b>
<b>Utilidad Bruta de Generación</b>	<b>US \$ 4.291.799,34</b>	<b>3.268.439,51</b>	<b>3.196.667,93</b>
<b>Gastos Administrativos</b>			
Honorarios Profesionales	272.831,20	288.315,77	160.269,48
Sueldos y Beneficios Sociales	283.284,31	283.704,31	320.065,06
Internet y Telecomunicaciones	8.124,00	8.124,00	8.124,00
Tasas y Otros Gastos de Administración	184.807,47	184.807,47	200.639,47
<b>Total Gastos Administrativos</b>	<b>US \$ 749.046,98</b>	<b>764.931,55</b>	<b>689.098,03</b>
<b>Utilidad Operacional de Generación</b>	<b>US \$ 3.542.752,36</b>	<b>2.503.507,96</b>	<b>2.507.569,80</b>
<b>Gastos Financieros</b>			
Intereses Accionistas TI = 6,24%	0,00	6.090,24	20.571,04
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>US \$ 0,00</b>	<b>6.090,24</b>	<b>20.571,04</b>
<b>Ingresos y egresos no operacionales</b>			
Otros Ingresos	22.000,00	20.916,61	145.211,35
Otros Egresos	87.000,00	122.110,36	132.294,81
<b>Total Ingresos y egresos no operacionales</b>	<b>US \$ 65.000,00</b>	<b>101.193,75</b>	<b>(12.916,54)</b>
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>US \$ 3.477.752,36</b>	<b>2.396.623,97</b>	<b>2.499.915,40</b>
3 % Participación Trabajadores (LOSPEE)	104.332,57	71.898,72	74.997,46
12 % Participación LOSPEE	417.330,28	287.594,88	299.889,85
Impuesto a la Renta	<u>739.022,36</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>
<b>Utilidad Neta</b>	<b>2.217.067,13</b>	<b>2.037.130,37</b>	<b>2.124.928,09</b>
<b>ERITDA</b>	<b>4.316.232,88</b>	<b>3.238.228,17</b>	<b>3.350.284,33</b>

Considera resultados con caudales con el 70% de probabilidad de Ocurrencia según datos Hidrológicos disponibles en ENERMAX.

(\*\*) Se considera un escenario precio de venta excedentes de energía de 3,1ctvs/kWh, sobre la base de la renovación de los contratos regulados vigentes cuyo valor se fija hasta Julio 2018.

(\*\*\*\*) Se considera ingreso de nuevos puntos de consumo a partir de abril 2018, excepto Flexiplast y CD que ingresan en Junio.

(\*\*\*) Se considera precio de energía a nuevos consumos de 5,5ctvs/kWh.

PROYECCIONES DE LIQUIDEZ 2016 ENERMAX S.A.

ANEXO 4

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA MEM	10.428,76	267.663,73	262.459,33	290.579,94	153.028,53	147.483,08	2.061,67	11.273,34	-	-	-	-	1.142.504,95
INGRESO POR VENTA A CONSUMOS PROPIOS	203.493,04	234.214,04	211.449,89	204.214,84	404.435,73	417.817,85	546.020,45	565.047,89	565.047,89	346.989,45	565.047,89	565.047,89	5.071.425,05
INGRESO PEAJES DE DISTRIBUCIÓN	59.000,00	53.534,89	48.354,03	53.534,82	117.064,32	121.575,13	169.075,04	164.377,54	164.377,54	159.375,34	164.377,54	159.375,34	1.424.511,88
INGRESO TARIFA DE TRANSMISIÓN	20.166,85	20.375,91	18.132,76	20.075,56	44.128,37	45.591,85	69.683,14	61.241,59	61.641,58	59.693,14	61.641,58	59.693,14	532.046,40
CXC CARTERA VENCIDA	32.937,87												27.937,07
<b>INGRESO TOTAL MES(USD)</b>	<b>351.023,82</b>	<b>575.391,95</b>	<b>540.494,98</b>	<b>588.405,16</b>	<b>719.840,36</b>	<b>732.568,22</b>	<b>787.830,31</b>	<b>799.343,46</b>	<b>791.065,32</b>	<b>765.548,63</b>	<b>791.065,32</b>	<b>765.548,63</b>	<b>8.197.925,37</b>
EGRESOS POR VENTA DE ENERGIA MEM	43.511,34	13.383,71	12.068,51	13.383,71	29.473,98	30.304,02	69.217,57	139.576,51	172.870,14	175.174,87	176.878,25	178.144,28	1.266.977,10
EGRESO PEAJES DE DISTRIBUCIÓN	58.652,00	52.464,12	47.388,96	52.464,12	115.501,24	119.144,61	155.883,54	161.089,99	161.088,99	156.993,54	161.289,99	155.893,54	1.396.361,54
EGRESO TARIFA DE TRANSMISIÓN	20.196,95	20.079,56	18.132,76	20.375,58	44.170,27	45.591,05	69.683,14	61.641,58	61.641,58	59.693,14	61.641,58	59.693,14	532.046,40
EGRESO TODOS LOS GASTOS OPERACIONALES	169.000,00	182.000,00	287.657,47	265.530,39	285.655,69	155.150,00	355.534,39	278.689,00	193.679,39	214.000,00	169.330,39	249.000,00	2.713.265,76
PAGO DE 3% UTILIDADES Y 12% DESARROLLO SECTORIAL			620.974,76	74.597,48			289.988,85						996.962,07
PAGO CX? PENDIENTES A DISTRIBUIDORAS	364.207,15												364.207,15
PAGO BONO ELECTIVO							124.909,77						124.909,77
<b>EGRESOS TOTAL MES(USD)</b>	<b>655.535,94</b>	<b>267.923,39</b>	<b>936.640,45</b>	<b>407.420,25</b>	<b>474.493,88</b>	<b>330.279,69</b>	<b>1.065.283,87</b>	<b>640.934,08</b>	<b>838.290,71</b>	<b>604.061,65</b>	<b>668.409,83</b>	<b>642.690,95</b>	<b>7.182.756,30</b>
<b>SALDO NETO</b>	<b>(304.512,12)</b>	<b>307.468,56</b>	<b>(396.145,47)</b>	<b>190.984,21</b>	<b>245.346,48</b>	<b>402.288,53</b>	<b>(298.683,56)</b>	<b>148.409,38</b>	<b>202.786,21</b>	<b>160.886,99</b>	<b>222.457,09</b>	<b>122.857,67</b>	<b>1.016.174,07</b>
SALDO INICIAL 1 ENERO 2016													
PAGO PRESTAMO CORP FAVORITA, DIVIDENDOS				500.000,00		500.000,00							
<b>LIQUIDEZ FINAL</b>	<b>653.240,84</b>	<b>960.706,60</b>	<b>565.963,14</b>	<b>255.547,45</b>	<b>501.893,93</b>	<b>404.187,45</b>	<b>165.528,89</b>	<b>263.936,27</b>	<b>466.724,48</b>	<b>327.633,46</b>	<b>232.468,56</b>	<b>375.326,23</b>	<b>375.326,23</b>

- 1.- Se considera un escenario de caudales con Q70.
- 2.- Se considera un precio de energía de contrato de excedentes 3,1 cbs/kWh.
- 3.- Se considera distribuir usd 1.500.000 en dividendos a los accionistas.
- 4.- Se considera cancelar usd 97.600,00 al préstamo de Corporación Favorita

PAGOS ACCIONISTAS: ( incluye dividendos, préstamos e intereses)

En el ejercicio 2014 se pago \$ 3145.752.90

En el ejercicio 2015 se pago \$ 2387.532.33

En el ejercicio 2016 se pago \$ 2370.319.48

En el ejercicio 2017 se pago \$ 2274.105.77