

INFORME DE PRESIDENCIA EJECUTIVA Y PRESIDENCIA ENERMAX S.A.



PERIODO 2009



INFORME DE ACTIVIDADES POR EL PERIODO 2009

Entorno del País

El 2009 ha estado marcado por importantes factores políticos a nivel nacional y por una leve recuperación de la profunda crisis económica mundial desatada el 2008.

Se consolidó el liderazgo del presidente de la república Econ. Rafael Correa, quien fue reelecto en primera vuelta y con amplio margen en las elecciones presidenciales, de igual manera el presidente cuenta con mayoría en la Asamblea Nacional pues su movimiento político fue el gran triunfador de esas elecciones.

El gobierno tuvo que enfrentar el primer paro nacional de maestros así como un paro nacional de indígenas, ante los cuales por primera vez desde que está en el poder se vio obligado a negociar acuerdos.

A finales de año el país vivió una crisis energética sin precedentes producto de un fuerte estiaje en la cordillera de los Andes, y la falta de previsión del actual gobierno así como gobiernos anteriores. Esta crisis energética causo importantes pérdidas económicas a la producción nacional, y afecto la imagen del presidente de la república.

La magnitud del déficit de abastecimiento eléctrico fue muy grande, demostrando la vulnerabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano y su dependencia a un recurso natural. Se tuvo que racionar el servicio de energía a nivel nacional con cortes diarios de energía, y se llevo a comprar energía importada de Perú y Colombia hasta en \$0.40 el KWh, es decir 6 veces el costo promedio nacional.

Se tomaron medidas emergentes y anti técnicas que lejos de ser una solución han sido un desperdicio de recursos, pues por ejemplo el costo de adquisición de las turbinas GE listas para generar es de casi el doble de su costo normal con tiempos de fabricación de 18 meses, igualmente se instalo en Quevedo un parque de 140MW compuesto de 70 motores a combustión diesel de 2MW cada uno, los cuales hasta la fecha no se han podido sincronizar correctamente aportando apenas 70 MW al sistema.

Los proyectos Coca Codo Sinclair (CCS), Toachi Pilaton, Sopladora, siguen en su estatus de proyecto, y el más importante de éstos el CCS ha tenido importes fracasos en su financiamiento, lo que hace prever que únicamente el proyecto Mazar entrará en operación en el mediano plazo, manteniéndose el riesgo de apagones en caso de estiaje en el 2010.

La asamblea nacional ha mostrado una gran deficiencia en el proceso de nuevas leyes requeridas para una aplicación correcta de la Constitución vigente. Es así que se han aprobado pocas leyes y ninguna de carácter crítico social, y al contrario las leyes más polémicas como la ley de recursos hídricos, ley de educación superior y de prensa, no han podido ser tramitadas y se encuentran aún en un estado de espera. Adicionalmente

existen una gran cantidad de leyes muy importantes como la ley del régimen de sector eléctrico que ni siquiera ha sido aun redactada para enviarla (a la lista de espera de leyes) a la asamblea para su trámite. Por todo esto el país ha vivido una crisis institucional sin precedentes por la falta de un marco jurídico, y se ha venido gobernando a base de decretos ejecutivos ejerciendo el liderazgo de popularidad que tiene el ejecutivo.

El importante notar el desmesurado crecimiento del gasto corriente en este gobierno que ha generado un importante déficit presupuestario para el 2010 estimado entre 3 y 4 mil millones. No es aceptable que el país con un precio de petróleo sobre USD 70,00 y un incremento sustancial en recaudación fiscal (Según datos publicados del SRI) tenga semejante déficit. Es más preocupante aún que sabiendo de este déficit se pretenda aumentar en 200.000 la base de personas que reciben el bono de desarrollo humano.

Lamentablemente al no ser cubierto este déficit se va a tener que prescindir de las obras de infraestructura que necesita el país, ya que el gasto corriente es muy difícil políticamente reducirlo.

Según el Banco Central del Ecuador, los índices macroeconómicos del país no fueron alentadores con un crecimiento modesto de la economía del 0.98% sobre el PIB y una inflación del 4.31%.

El 2010 será el primer año sin elecciones para este gobierno, sin embargo será un año donde muchas leyes importantes deben ser aprobadas. Esperamos ver un manejo más estable y eficiente en la administración pública por parte del gobierno que nos permita trabajar sin tanta incertidumbre y lograr así un desarrollo económico y social.

Principales actividades de la empresa durante el año 2009

El período 2009 fue el tercer año de generación del proyecto hidroeléctrico Calope. En este período, a pesar de haber reducido el número de salidas forzadas gracias a la optimización de los programas de operación, se generó un total de 81 187.696 MWh/año, con una disminución de 13.921.98 MWh respecto al 2008 lo cual representa un 14.6%. Esta disminución en generación se debió al fuerte verano que azotó al país entre los meses de septiembre a diciembre y que fue el principal motivo para que se produzcan los racionamientos de energía eléctrica. En el Anexo 1 se muestra la evolución de caudales en el 2009, verificándose la significativa reducción respecto a años anteriores.

Hasta julio de 2009, se encontraba en vigencia el contrato suscrito con la Eléctrica de Guayaquil a ctvsUSD\$5/kWh por energía, más un ingreso por potencia en el MEM. A partir de agosto se suscribieron nuevos contratos con todas las empresas de distribución por un período de 5 años a un precio total de ctvsUSD\$5.3/kWh, con lo que el ingreso se mantiene igual.

Se dio el cambio de autoridades municipales en los cantones Pangua y La Maná, esto ha dificultado lograr la cercanía que se tenía con los anteriores alcaldes; sin embargo en

el 2009 se evidencia una excelente relación con las comunidades de la zona, que se va afianzando año a año gracias al apoyo comunitario que brinda ENERMAX, y también debido a que muchas familias de la zona laboran directa o indirectamente en la empresa.

En el año que paso se cancelaron 2 cuotas de capital mas sus respectivos intereses a la CAF, totalizando \$USD 3 625 387.50.

En el mes de septiembre tuvimos la verificación y certificación por parte de AENOR de España de las reducciones de emisiones “CERs” generadas por el proyecto. Esta auditoría validó que se redujeron 62 068 toneladas de CO2 en el periodo Septiembre 08 – Agosto 09, contribuyendo así el proyecto en el cuidado de nuestro planeta. Estas reducciones fueron ya acreditadas en nuestra cuenta de Naciones Unidas y transferidas a nuestros compradores con quienes tenemos firmados contratos de venta de reducciones.

Debido a la gran cantidad de sedimento acumulado en tres inviernos (2007, 2008, 2009), tanto en reservorio como en bocatoma, entre los meses de septiembre a diciembre se llevó a cabo el desalojo de alrededor de 50 000m3 de material limo fino, lo que requirió una inversión aproximada de US\$140 000.00

Con la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, ELEPCO, previa autorización del CONELEC, se concretó el acuerdo de conexión de la S/E La Maná con la S/E Calope. Esta conexión permitirá mejorar el servicio eléctrico en los cantones La Mana y Pangua y obtener ingresos adicionales dado que ELEPCO debe pagar un valor por uso de la línea de ENERMAX que asciende a \$609,593.44 pagaderos en 8 cuotas semestrales y adicionalmente pagos mensuales por gastos de operación y mantenimiento de la línea y bahía.

Se espera que la interconexión de los dos sistemas se efectivice en el transcurso de los próximos 15 días, lo cual es importante puesto que mejorará la calidad de servicio en los cantones cercanos a la central, aspecto positivo en el ámbito de las relaciones comunitarias entre los pobladores y ENERMAX.

En este año recibimos la notificación de embargo del IESS a la empresa CONAPU por incumplimiento de sus obligaciones. En vista que ENERMAX disponía de un saldo de US\$238 247.56 por fondo de garantía con dicha empresa, el IESS solicitó ese valor como abono a la deuda de CONAPU. Dado que ENERMAX no contaba con la autorización expresa para realizar dicho pago, por recomendación de nuestro procurador Dr. Alfredo Peñaherrera, se procedió a remitir un cheque al Juez Quinto de lo Civil de Pichincha como depositario judicial, y se solicitó que notifique a CONAPU y al IESS.

Se sigue adelante con los dos Juicios en el tribunal fiscal reclamando al SRI la devolución de US\$ 1'215,762.18 por concepto de IVA pagado en la construcción del proyecto. Además se sigue otro juicio en el tribunal fiscal para que se deje sin efecto una nueva resolución del SRI en la que se nos pide que se devuelva el valor de

US\$566,157.70 (sin considerar intereses) que nos fueron devueltos legalmente en el 2006. Lamentablemente estos juicios avanzan muy lentamente en el tribunal fiscal y ya han cumplido más de dos años sin pronunciamiento, sin embargo se estima en los próximos meses tener ya los fallos.

Presentación y explicación de los estados financieros de la empresa.

Adjuntamos estados financieros Auditados con sus respectivas notas para su revisión.

El activo corriente se ubica en \$ 3'854.433.90 dentro de los cuales de destaca el rubro de cuentas por cobrar clientes con un valor de \$1'758.615.25. También se destaca el rubro pagos anticipados por \$1'288.566.93 que corresponde en \$1'215 762.18 al IVA que se está reclamado al SRI y el restante a otros pagos como seguros y retenciones.

Los activos fijos se ubican en \$26'117.681.16 de los cuales \$24'743.891.24 corresponde a la Central Hidroeléctrica, y el restante a otros activos. A diciembre de 2009 se tiene una depreciación acumulada \$2'052.881.05 con lo cual se tiene un activo fijo neto de \$24'064.800.11, en este año se agregó un valor de \$184.077.80 a la central hidroeléctrica correspondiente a algunas obras civiles adicionales que buscan darle mayor estabilidad a toda la obra.

El valor de cargos diferidos es de \$ 173.807.80 correspondiente en \$173.250.00 al costo de la restructuración del crédito con CAF que será amortizado en el plazo del crédito y el resto a otros activos amortizables.

El pasivo corriente asciende a \$6'293.469.47 de los cuales \$3'000,000.00 corresponde a la porción corriente del préstamo con CAF, \$1'747.035.19 a compras de déficit en el MEM, \$648.764,14 a proveedores de productos y servicios, \$332,153.75 a participación de trabajadores, \$457,038.58 de anticipo a clientes y la diferencia a otras cuentas por pagar.

El pasivo a largo plazo \$6'000.000.00 corresponde al crédito que mantenemos con CAF.

El patrimonio a 31 de diciembre de 2009 asciende a \$ 15'799.573.

En el Anexo 2 para una mayor facilidad explicativa presentamos un estado de resultados más abierto es su agrupación de cuentas y con detalle de variaciones en valores y porcentajes que nos permitirá un mejor análisis que el estado de resultados presentado en el informe de auditoría externo que adjuntamos.

En lo referente al estado de resultados del año 2009, los ingresos operacionales fueron de \$ 8'168.694.80, repartidos en \$3'866.949.88 por energía entregada al grupo, \$334.526.64 a energía a terceros (MEM), \$1'498.820.27 en energía de contratos con

empresas eléctricas de distribución, \$1'669.534.50 por reposición de gastos por transmisión y peajes, y \$ 798.863.51 correspondiente a provisión de CERs.

Los costos y gastos de generación ascienden a \$4'793,331.70, de los cuales \$1'039.491.81 es Peaje de Distribución, \$1'723.895.06 pagos al MEM por compra de energía deficitaria principalmente, \$290.635.07 a tarifa de transmisión; \$1'037,885.12 a otros costos y gastos de operación y \$701,424.64 a depreciación de activos de la compañía.

Es importante analizar la cuenta pagos al MEM por compra de energía deficitaria en el 2009, dado que se registra un incremento del 241% frente a los \$505,123.05 que se pagó en el 2008. Existen varias razones que justifican este incremento:

1.- Se experimentó el más profundo estiaje desde que la Central Calope entró en operación. Este aspecto ocasionó una disminución del 14.6% en la generación respecto al año anterior y obligó a comprar mayor energía para abastecer los 57 puntos de consumo propio a costos muy elevados debido al fuerte estiaje en la Cordillera de los Andes, que provocó que existan racionamientos de energía en todo el país.

2.- Se presentó un incremento en el consumo propio en el orden del 9.1% respecto al 2008, lo que obligó a comprar mayor cantidad de energía en época de verano.

Los gastos administrativos han alcanzado un valor de \$445,550.90, representando un incremento del 3.9% respecto al año anterior.

Adicionalmente, \$688.190.38 es asignado a gastos financieros, de los cuales \$454,035.86 corresponde a intereses por crédito a CAF, \$151,011.54 al SWAP que mantenemos con Citi, y \$83,142.98 por otros gastos financieros como la amortización del valor por refinanciamiento del crédito con CAF. Esto representa una reducción del 32% respecto al 2008.

La utilidad neta del ejercicio fue de \$1'882.205.28. Se ha experimentado una disminución del 23% respecto al año anterior debido básicamente al alto costo en la compra de energía deficitaria.

Principales metas y actividades previstas para la empresa en el año 2010

Sin duda el principal objetivo durante el 2010 es mantener un adecuado nivel generación practicando los mantenimientos correspondientes en los tiempos previstos.

En el Anexo 3 se presenta una proyección de resultados para el 2010, considerando una probabilidad de caudales Q70, incluidos 2 meses ya ejecutados. Esta proyección incluye las siguientes opciones:

a) Considerar que compramos los déficits de energía en el MEM, pero que los precios son aceptables y similares al 2008 cuando no se presentaron estiajes.

b) Un escenario con compras en el MEM pero con precios similares a los del 2009, es decir muy altos.

c) Comprar los déficits a precio de usuario regulado. Para que esta alternativa sea posible, se está tramitando con el CONELEC la autorización para poder salir del MEM en tiempos de estiaje, y ser considerados como Enermax en la tarifa regulada (como si Enermax fuese cliente regulado de la EEQ y CATEG). Esto evitaría el riesgo de vernos avocados a comprar en el MEM a precios muy altos en caso de nuevos estiajes. Sin embargo la tarifa de cliente regulado es de aproximadamente ctvs.\$7.3/kWh, lo cual es superior en ctvs\$2/kWh al precio del MEM cuando no existe estiaje. A partir de marzo, los ingenios azucareros que son autoprodutores con Biomasa y que tienen una situación similar, han pasado a ser clientes regulados en los meses que no tienen zafra, por lo que vemos como muy factible esta posibilidad.

d) Este escenario considera que durante los meses de Agosto – Diciembre, todos los puntos de Quito y Guayaquil salen del autoconsumo de ENERMAX y son tratados como clientes regulados de las empresas eléctricas. Esta opción representaría un incremento de costo de energía a los puntos considerados como cliente comercial en los citados meses.

En cualquier escenario, se alcanzaría a cubrir el compromiso con CAF en Abril de 2010, pero para la cuota de octubre se tiene un déficit que puede ser cubierto con un desplazamiento de pago a los Agentes del MEM hasta marzo de 2011. Esta es una opción válida y que ya la aplicamos este año haciendo convenios de pagos con los agentes del MEM en los que encontramos muy buena apertura y por montos mas altos.

En el anexo 4 se presenta el flujo de caja para el año 2010 bajo el escenario c) y en el anexo 5 se muestra el flujo del año 2011 en el cual se puede observar que existe un flujo positivo para ENERMAX a finales de ese año.

Esperamos que no existan eventos no previstos que se interpongan en la consecución de estos objetivos.

Esperamos con este informe haber podido brindar una clara explicación de la actividad de la empresa en el periodo 2009.

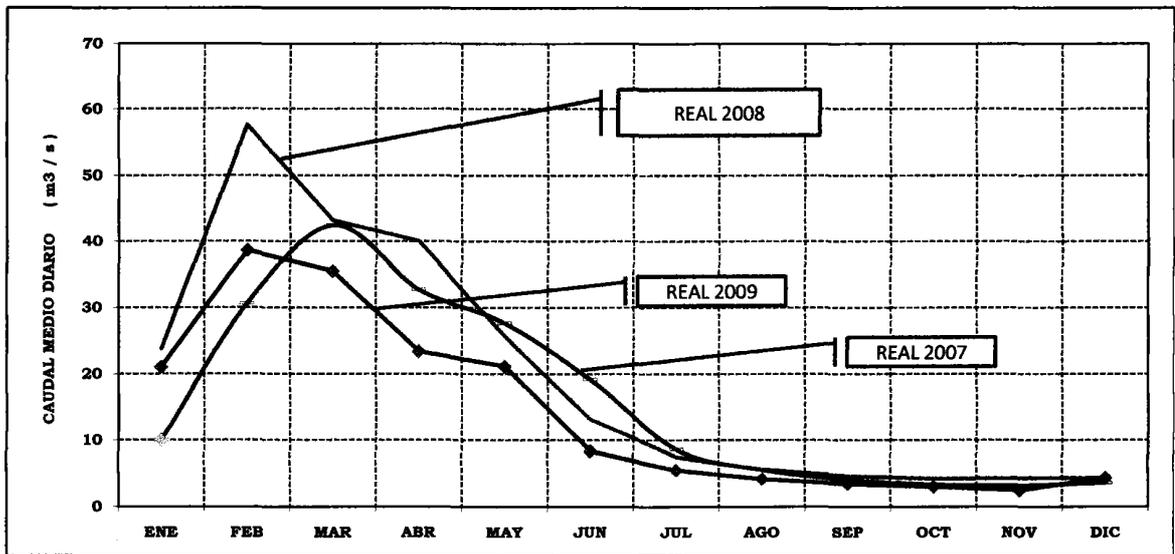
Atentamente,

Hernán Barahona
Presidente Ejecutivo.

ANEXO 1

Variación Estacional de Caudales en el Sitio de Toma

P (%)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
95	3,93	8,54	12,18	10,96	9,04	5,64	4,50	3,26	3,05	2,94	2,72	2,64
90	4,75	9,65	13,55	12,93	9,67	6,11	4,65	3,67	3,38	3,25	3,25	3,15
85	5,38	11,21	14,38	14,45	10,46	6,58	4,83	3,86	3,56	3,57	3,28	3,24
80	5,80	12,36	14,88	15,56	11,13	7,02	5,06	3,97	3,77	3,68	3,37	3,34
75	6,25	13,90	15,56	16,36	11,79	7,39	5,24	3,99	3,81	3,81	3,48	3,48
70	6,61	14,75	16,05	17,06	12,47	7,71	5,28	4,18	3,88	3,98	3,58	3,79
65	7,11	15,56	16,89	17,75	13,15	7,88	5,53	4,29	3,98	4,05	3,77	4,01
60	7,61	16,13	17,45	18,45	13,84	8,38	5,81	4,40	4,00	4,18	3,99	4,29
55	8,17	16,74	18,20	18,98	14,59	8,71	5,98	4,52	4,12	4,31	4,30	4,48
50	8,62	17,39	18,85	19,70	15,46	9,07	6,11	4,63	4,29	4,41	4,44	4,66
45	9,09	18,28	19,45	20,23	16,20	9,37	6,30	4,75	4,41	4,63	4,59	4,92
40	9,65	19,19	20,18	20,98	16,87	9,63	6,53	4,89	4,55	4,87	4,73	5,22
35	10,24	20,45	20,97	21,85	17,45	10,00	6,67	5,10	4,61	5,06	4,91	5,56
30	11,29	22,12	22,04	22,80	18,03	10,49	6,84	5,22	4,76	5,27	5,21	5,89
25	12,46	24,06	23,09	23,77	18,62	11,01	7,15	5,40	5,01	5,47	5,59	6,21
20	13,58	25,91	24,70	25,19	19,57	11,58	7,48	5,54	5,32	5,89	5,96	6,56
15	15,11	28,46	26,64	26,66	20,39	12,38	7,87	5,83	5,63	6,27	6,34	6,97
10	18,99	31,25	29,56	28,98	22,00	13,74	8,33	6,12	6,38	6,55	6,95	7,61
5	24,01	34,56	36,23	32,27	25,24	15,58	8,93	6,88	6,81	7,15	8,52	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



ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Comparativos 2008-2009
Al 31 de Diciembre
(Expresado en dólares americanos)

ANEXO 2

	ACUMULADO 2009	ACUMULADO 2008	DIFERENCIAS USD	% Variacion
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	81 187 696.53	95 109 676.60	- 13 921 980.07	-14.64%
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	68 251 762.02	64 722 629.42	3 529 132.60	5.45%
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	17 214 986.19	9 403 510.77	7 811 475.42	83.07%
PRECIO DE COMPRA (ctvs/kWh)	10.52	5.30	5.22	98.49%
INGRESOS	US \$			
Energía del Grupo	3 866 949.88	3 671 591.61	195 358.27	5.32%
Energía Mercado Ocasional	334 525.83	802 057.55	(467 531.72)	-58.29%
Energía por Contratos	1 498 820.27	777 516.56	721 303.71	92.77%
Reposición por Trasmisión	290 935.88	394 938.84	(104 002.96)	-26.33%
Reposición por Peaje	1 378 598.62	1 297 006.39	81 592.23	6.29%
Reposición por Cargos Mercado Ocasional	0.00	1 120.00	(1 120.00)	-100.00%
Provisión Ventas de Cer's (Bonos de Carbono)	798 863.51	923 744.60	(124 881.09)	-13.52%
Total Ingresos	US \$ 8 168 693.99	7 867 975.55	300 718.44	3.82%
GASTOS OPERATIVOS				
Gastos de Operación y Mantenimiento				
Depreciación	US \$ 701 424.64	686 221.73	15 202.91	2.22%
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento				
Honorarios Profesionales	11 200.00	110 118.37	(98 918.37)	-89.83%
Sueldos y Beneficios Sociales	215 754.47	108 098.26	107 656.21	99.59%
Mantenimiento	346 023.53	355 698.39	(9 674.86)	-2.72%
Internet y Telecomunicaciones	13 294.18	19 203.55	(5 909.37)	-30.77%
Seguridad	116 308.07	128 515.60	(12 207.53)	-9.50%
Seguros	124 337.26	119 330.16	5 007.10	4.20%
Otros Gastos	210 967.61	212 544.61	(1 577.00)	-0.74%
	<u>1 037 885.12</u>	<u>1 053 508.94</u>	<u>-15 623.82</u>	<u>-1.48%</u>
Gastos de energía				
Cargos en el Mercado Ocasional	1 723 895.06	505 123.05	1 218 772.01	241.28%
Reposición por Trasmisión	290 635.07	395 302.81	(104 667.74)	-26.48%
Reposición por Peaje	1 039 491.81	1 208 417.53	(168 925.72)	-13.98%
	<u>3 054 021.94</u>	<u>2 108 843.39</u>	<u>945 178.55</u>	<u>44.82%</u>
Total Gastos de Operación	US \$ 4 793 331.70	3 848 574.06	944 757.64	24.55%
Utilidad Bruta de Generación	US \$ 3 375 362.29	4 019 401.49	(644 039.20)	-16.02%
Gastos Administrativos				
Honorarios Profesionales	165 064.69	228 017.62	(62 952.93)	-27.61%
Sueldos y Beneficios Sociales	115 047.30	69 929.86	45 117.44	64.52%
Internet y Telecomunicaciones	2 122.82	3 154.47	(1 031.65)	-32.70%
Otros Gastos de Administración	163 316.09	127 721.93	35 594.16	27.87%
Total Gastos Administrativos	US \$ 445 550.90	428 823.88	16 727.02	3.90%
Utilidad Operacional de Generación	US \$ 2 929 811.39	3 590 577.61	(660 766.22)	-18.40%
Gastos Financieros				
Intereses CAF y SWAP CITI	605 047.40	730 743.57	(276 707.71)	-37.87%
Amortización CAF	63 000.00	63 000.00	0.00	0.00%
Intereses Flexiplast	2 739.00	7 084.73	(4 345.73)	-61.34%
Intereses Supermaxi	17 403.98	0.00	17 403.98	
Total Gastos Financieros	US \$ 688 190.38	800 828.30	(263 648.46)	-32.92%
Ingresos y egresos no operacionales				
Otros Ingresos	68 252.86	107 674.91	(39 422.05)	-36.61%
Otros Egresos (2% ISD)	95 515.53	17 613.59	228 913.48	1299.64%
Total Ingresos y egresos no operacionales	US \$ (27 262.67)	90 061.32	(268 335.53)	-297.95%
Utilidad antes de Impuestos	US \$ 2 214 358.34	2 879 810.63	(665 452.29)	-23.11%
15 % participacion trabajadores	332 153.75	431 971.59	(99 817.84)	-0.231075
Utilidad despues de participacion de trabajadores	1 882 204.59	2 447 839.03	(565 634.44)	-23.11%
EBITDA	3 603 973.36	4 366 860.66	(762 887.30)	-17.47%

ANEXO 3

ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Proyectado 2010 con Q70

	A PROYECTADO 2010 CON PRECIOS BAJOS SIMILAR 2008	B PROYECTADO 2010 CON COMPRAS A PRECIO ESTIAJE	C PROYECTADO 2010 CON ENERMAX COMPRANDO A TARIFA REGULADA	D PROYECTADO 2010 CON SALIDA DE PUNTOS DE QUITO Y GUAYAQUIL	RESULTADOS REALES A FEBRERO 2010
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	85 236 678.00	85 236 678.00	85 236 678.00	85 236 678.00	8 380 261.69
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	71 483 096.44	71 483 096.44	71 483 096.44	49 562 297.68	
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	15 237 842.82	15 237 842.82	15 237 842.82	4 240 990.78	
PRECIO DE COMPRA (ctvs/kWh)	5.30	10.52	7.3 (incluido peaje y trans)	7.2 (Déficits de ENERMAX)	
INGRESOS	US \$				
Energía del Grupo	4 060 239.88	4 060 239.88	4 060 239.88	2 815 138.51	623 977.29
Energía Mercado Ocasional	0.00	0.00	0.00	0.00	15 410.28
Energía por Contratos	1 536 545.53	1 536 545.53	1 536 545.53	2 115 514.71	455 466.97
Reposición por Trasmisión	285 932.39	285 932.39	166 075.80	198 249.19	49 777.84
Reposición por Peaje	1 158 026.16	1 158 026.16	672 606.98	802 909.22	250 729.31
Provisión Ventas de Car's (Bonos de Carbono)	837 866.46	837 866.46	837 866.46	837 866.46	181 567.90
Total Ingresos	US \$ 7 878 810.41	7 878 810.41	7 273 334.64	6 769 678.09	1 576 929.59
GASTOS OPERATIVOS					
Gastos de Operación y Mantenimiento					
Depreciación	US \$ 718 682.28	718 682.28	718 682.28	718 682.28	119 847.23
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento					
Honorarios Profesionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sueldos y Beneficios Sociales	242 316.66	242 316.66	242 316.66	242 316.66	40 386.11
Mantenimiento	355 200.00	355 200.00	355 200.00	355 200.00	6 649.23
Internet y Telecomunicaciones	12 426.60	12 426.60	12 426.60	12 426.60	2 056.08
Seguridad	112 582.44	112 582.44	112 582.44	112 582.44	18 763.74
Seguros	120 181.44	120 181.44	120 181.44	120 181.44	20 030.24
Otros Gastos	287 545.09	287 545.09	287 545.09	287 545.09	19 911.41
Gastos de energía	1 130 252.23	1 130 252.23	1 130 252.23	1 130 252.23	107 798.81
Cargos en el Mercado Ocasional	1 235 464.21	1 884 010.39	1 491 481.39	507 647.23	43 904.59
Reposición por Trasmisión	285 932.39	285 932.39	166 075.80	198 249.19	50 078.57
Reposición por Peaje	926 420.93	926 420.93	538 085.58	642 327.38	220 970.65
Total Gastos de Operación	US \$ 4 296 772.03	4 945 298.22	4 044 577.27	3 197 158.31	542 597.85
Utilidad Bruta de Generación	US \$ 3 581 838.38	2 933 312.19	3 228 757.36	3 572 519.78	1 034 331.74
Gastos Administrativos					
Honorarios Profesionales	166 384.00	166 384.00	166 384.00	166 384.00	25 442.66
Sueldos y Beneficios Sociales	130 078.14	130 078.14	130 078.14	130 078.14	21 679.69
Otros Gastos de Administración	177 708.17	177 708.17	177 708.17	177 708.17	19 205.45
Total Gastos Administrativos	US \$ 474 170.31	474 170.31	474 170.31	474 170.31	66 327.80
Utilidad Operacional de Generación	US \$ 3 107 668.07	2 459 141.88	2 754 587.05	3 098 349.47	968 003.94
Gastos Financieros					
Intereses CAF y SWAP Citibank	428 203.47	428 203.47	428 203.47	428 203.47	74 507.00
Amortización CAF	63 000.00	63 000.00	63 000.00	63 000.00	10 500.00
Total Gastos Financieros	US \$ 491 203.47	491 203.47	491 203.47	491 203.47	26 590.00
Ingresos y egresos no operacionales					
Otros Ingresos	160 318.36	160 318.36	160 318.36	160 318.36	9 394.97
Otros Egresos (2 % ISD)	71 293.16	71 293.16	71 293.16	71 293.16	0.00
Total Ingresos y egresos no operacionales	US \$ 89 025.20	89 025.20	89 025.20	89 025.20	9 394.97
Utilidad antes de Impuestos	US \$ 2 705 489.80	2 056 963.61	2 352 408.78	2 696 171.20	892 391.91
15 % Participación trabajadores	405 823.47	308 544.54	352 861.32	404 425.68	133 858.79
Utilidad después de participación trabajadores	2 299 666.33	1 748 419.07	1 999 547.47	2 291 745.52	758 533.12
EBITDA	3 915 375.55	3 266 849.36	3 562 294.54	3 806 056.95	1 038 829.14

Proyección 1 Q70: Considera resultados con caudales con el 70% de probabilidad de Ocurrencia según datos Hidrológicos disponibles en ENERMAX.

(*) La proyección consideran estado de resultados reales a Febrero 2010

(**) Se considera un escenario precio de venta de energía de 5.3ctvs/kWh

(***) Se considera un escenario precio de compra de déficits a 7.3ctvs/kWh

ANEXO 4

PROYECCIONES DE LIQUIDEZ 2010 ENERMAX S.A. (COMPRAS COMO USUARIO REGULADO)

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INGRESOS REALES													
INGRESO MES GRUPO(USO)	344 842.29	344 842.29	311 470.46	344 842.29	333 718.35	344 842.29	333 718.35	344 842.29	344 842.29	331 718.35	344 842.29	333 718.35	4 060 239.88
INGRESO MES MIEM(USO)	7 770.51	85 211.86	302 965.52	335 512.61	324 286.40	319 099.01	107 379.89	42 424.27	5 293.41	2 813.29	2 222.54	2 222.54	1 536 079.30
PEAJE DE DISTRIBUCION	98 352.91	98 352.91	98 834.66	98 352.91	95 180.23	98 352.91	95 180.23	98 352.91	29 505.67	39 605.67	29 505.67	29 505.67	888 983.37
TARIFA DE TRANSMISION	24 926.64	24 284.67	21 934.54	24 284.67	23 501.29	24 284.67	23 501.29	24 284.67	-	-	-	-	191 002.43
TERS. LINEA A FISCOSDA REQUICION CENACE	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	33 172.52	395 298.26
COMPENSACION POR SOBRECOSTO EN COMPRA	609 064.88	585 864.28	1 581 377.81	812 464.37	810 288.78	818 781.40	592 362.28	543 078.66	412 814.18	472 896.92	410 232.87	399 118.27	8 029 773.58
TOTAL INGRESOS	310 000.00	310 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	320 000.00	3 515 833.66
PAGOS AL MEM / PROVEEDORES	68 847.03	68 847.03	62 184.42	68 847.03	65 626.16	68 847.03	65 626.16	68 847.03	68 847.03	68 847.03	68 847.03	68 847.03	539 671.92
TARIFA DE TRANSMISION	24 926.64	24 284.67	21 934.54	24 284.67	23 501.29	24 284.67	23 501.29	24 284.67	-	-	-	-	191 002.43
TOTAL EGRESOS	403 773.67	403 131.70	404 118.86	413 131.70	410 127.45	407 418.37	407 418.37	407 418.37	407 418.37	407 418.37	407 418.37	407 418.37	3 515 833.66
LIQUIDEZ ANTES DE GASTOS PARA GIRO DE NET	106 226.33	106 868.30	115 881.14	106 868.30	109 582.55	112 581.63	112 581.63	112 581.63	112 581.63	112 581.63	112 581.63	112 581.63	4 513 939.91
EGRESOS POR GIRO DE NEGOCIO													
SEGURIDAD	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	11 264.49	135 173.88
NOMINA	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	52 457.00	629 484.00
MANTENIMIENTO CIVIL	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	26 000.00	312 000.00
MNTO. Vehiculos	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	3 600.00	43 200.00
PATENTES + 1.5% Activos+ Super. Gas	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	5 100.00	64 558.02
Arrendo	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	2 702.00	32 424.00
Comunicaciones + Gastos Leasing	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	1 408.16	16 892.92
Convertido Pasaje	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25 000.00
Seguros	-	-	62 000.00	-	60 091.28	-	-	-	-	-	-	-	122 091.28
Obras sociales	-	-	-	-	10 000.00	-	-	-	-	-	-	-	17 135.74
15% Trabajadores	-	-	-	157 730.00	-	-	-	-	-	7 135.74	-	-	157 730.00
Mantenimiento Especial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45 000.00
Compras Emergentes - Imprevistos	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	12 000.00	144 000.00
TOTAL OTROS EGRESOS	114 531.65	109 431.65	171 431.65	267 161.65	204 256.25	119 431.65	144 431.65	141 189.65	134 156.25	116 567.39	144 431.65	154 431.65	1 821 452.84
LIQUIDEZ NETA	(8 240.46)	73 300.90	985 827.31	232 170.82	195 974.98	492 903.38	290 890.06	120 228.45	70 913.93	139 644.96	45 457.95	4 414.80	3 033 859.57
PAGO DE CREDITO													
EFFECTIVO ACUMULADO	332 132.03	405 432.93	1 391 260.24	(124 543.94)	71 431.04	564 334.42	855 224.48	1 025 452.93	1 096 366.86	(471 769.43)	(426 311.48)	(421 896.68)	(421 896.68)
FINANCIAMIENTO													
PAGO FINANCIAMIENTO E INTERES													
EFFECTIVO FINAL ACUMULADO PROY.	332 132.03	405 432.93	1 391 260.24	(124 543.94)	71 431.04	564 334.42	855 224.48	1 025 452.93	1 096 366.86	(471 769.43)	(426 311.48)	(421 896.68)	(421 896.68)
341 372.49													

1.- Se considera todos los puntos de consumo propio actuales
 2.- No se ha considerado la devolución del IVA por parte del SRI.
 3.- Se considera un escenario de caudales con Q70
 4.- Se considera un precio de energía de contratos de 5.3ctvs/kWh
 5.- Se aplica compensación del 50% del sobrecosto de compra en el MEM, mediante el promedio de la tarifa de compra de sep. a dic a ctvsUSD10.92/kWh por 1523700kWh

PROYECCIONES DE LIQUEZ 2011 ENERMAX S.A. (COMPRAS COMO USUARIO REGULADO)

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INGRESOS ESÁLES													
INGRESO MES (GRUPO/USO)	344 842,29	351 739,14	317 699,87	351 739,14	340 392,71	351 739,14	340 392,71	351 739,14	351 739,14	340 392,71	351 739,14	340 392,71	4 134 547,83
INGRESO MES (MEM/USO)	8 236,74	82 060,95	297 152,86	329 177,17	318 558,55	312 663,58	302 884,24	40 519,27	4 876,02	20 000,00	2 802,96	2 523,83	1 501 261,25
FEES DE DISTRIBUCIÓN	99 952,91	100 319,97	90 611,58	100 319,97	90 683,84	100 319,97	97 083,84	100 319,97	20 000,00	20 000,00	20 000,00	20 000,00	864 411,07
TARIFA DE TRANSMISIÓN	24 284,67	24 770,36	22 333,23	24 770,36	23 971,32	24 770,36	23 971,32	24 770,36	-	-	-	-	193 668,99
CEMS, LINEA RUCOSIDA REEQUILIBRACION GENACE	-	-	603 000,00	76 199,16	-	-	-	-	-	76 199,16	-	-	855 398,32
COMPENSACION POR SOBRECOSTO EN COMPRA	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	33 172,52	398 070,24
TOTAL INGRESOS	669 899,13	692 062,81	1 044 619,86	919 378,23	913 178,94	822 665,56	697 604,63	669 621,26	409 787,78	469 764,41	407 818,62	396 089,06	8 047 371,68
PAGOS AL MEM / PROVEEDORES													
PAGOS AL MEM / PROVEEDORES	244 763,45	87 588,33	22 373,23	24 770,36	23 971,32	24 770,36	48 551,28	143 943,20	217 004,41	225 901,59	229 996,85	249 517,16	1 543 152,05
FEES DE DISTRIBUCIÓN	68 847,03	70 223,98	63 428,11	70 223,98	67 958,69	70 223,98	67 958,69	70 223,98	14 000,00	14 000,00	14 000,00	14 000,00	605 088,42
TARIFA DE TRANSMISIÓN	24 284,67	24 770,36	22 333,23	24 770,36	23 971,32	24 770,36	23 971,32	24 770,36	-	-	-	-	193 668,99
TOTAL EGRESOS	337 896,16	182 582,67	108 174,57	119 764,71	116 901,32	119 764,71	146 481,28	238 937,43	251 004,41	239 901,59	243 996,85	253 517,16	2 341 922,44
LIQUEZ ANTES DE GASTOS PARA GIRO DE NET	170 993,97	409 480,26	1 455 835,49	795 613,64	697 277,62	702 900,86	457 022,85	311 583,72	178 783,34	229 862,82	163 821,76	132 571,90	5 705 449,24
EGRESOS POR GIRO DE NEGOCIO													
SEGURIDAD	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	11 715,07	140 580,83
IMCOMINA	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	54 555,28	654 669,36
MANTENIMIENTO CIVIL	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	27 040,00	324 480,00
MNTD, Vehiculos	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	3 744,00	44 928,00
Patentes + 1,5% Activos Super Cias	5 304,00	-	-	-	36 122,06	-	-	-	25 713,58	-	-	-	87 140,34
Arrendo	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	2 702,00	32 424,00
Comunicaciones + Gastos Leasing	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	1 408,16	16 897,92
Comisión Pasajes	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	-	-	-	25 000,00
Seguros	-	-	64 480,00	-	60 091,28	-	-	-	-	-	-	-	124 571,28
Otras sociales	-	-	-	-	-	10 400,00	-	-	-	-	-	-	17 811,17
15% Trabajadores	-	-	-	164 039,20	-	-	-	-	7 421,17	-	-	-	164 039,20
DECIMO TERCERO Y CUARTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46 800,00
Mantenimiento Especial	-	-	-	-	-	-	36 400,00	-	-	-	-	-	72 800,00
Compras Emergentes - Imprevistos	12 000,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	12 480,00	149 280,00
TOTAL OTROS EGRESOS	118 468,51	113 644,51	178 124,51	277 683,71	209 858,55	124 044,51	150 044,51	145 402,51	139 358,09	121 065,68	150 044,51	160 444,51	1 888 184,10
LIQUEZ NETA	52 525,46	295 835,75	1 277 710,98	517 929,93	487 419,07	578 856,35	306 978,34	166 181,21	39 425,25	108 797,14	13 476,25	(27 872,51)	3 395 368,46
PAGO DE CRÉDITO													
EFFECTIVO ACUMULADO	(369 371,22)	(73 535,47)	1 204 175,51	56 788,77	544 207,85	1 123 064,20	1 430 042,54	1 596 223,75	1 635 649,00	1 157 777,59	133 255,65	105 383,04	105 383,04
FINANCIAMIENTO													
PAGO FINANCIAMIENTO E INTERES													
EFFECTIVO FINAL ACUMULADO PROY.	(369 371,22)	(73 535,47)	1 204 175,51	56 788,77	544 207,85	1 123 064,20	1 430 042,54	1 596 223,75	1 635 649,00	1 157 777,59	133 255,65	105 383,04	105 383,04

(421 896,68)

1.- Se considera todos los puntos de consumo propio actuales

2.- No se ha considerado la devolución del IVA por parte del SRI

3.- Se considera un escenario de caudales con Q70

4.- Se considera un precio de energía de contratos de 5.3ctvs/kWh

5.- Se aplica compensación del 50% del sobrecosto de compra en el MEM, mediante el promedio de la tarifa de compra de sep. a dic. a ctvsUSD10.92/kWh por 15'237000kWh