

RESEÑA INFORMATIVA CORRESPONDIENTE AL PERIODO FINALIZADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019

La información incluida en la presente reseña informativa es adicional a los estados financieros intermedios condensados de MSU ENERGY S.A. (antes RÍO ENERGY Sociedad Anónima) por el período finalizado el 30 de septiembre de 2019, por lo que para un análisis más detallado debe ser leída en conjunto con la mencionada información.

1. BREVE COMENTARIO SOBRE LAS ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD EN EL PERIODO FINALIZADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019

1.1. Nuestra Compañía

MSU Energy S.A. (antes RÍO ENERGY Sociedad Anónima y en adelante “MSU Energy” o “la Sociedad”) se constituyó el 16 de septiembre de 2013, teniendo como actividad principal la generación de energía eléctrica a través de sus centrales termoeléctricas (las Centrales):

- La central termoeléctrica General Rojo, ubicada en la ciudad de General Rojo, en la zona rural de San Nicolás de los Arroyos, provincia de Buenos Aires, recibió autorización de CAMMESA para realizar operaciones comerciales con SADI el 13 de junio de 2017;
- La central termoeléctrica de Barker (incorporada en la fusión con UGEN S.A.), ubicada en la ciudad de Barker, provincia de Buenos Aires, fue autorizada por CAMMESA para realizar operaciones comerciales con SADI el 29 de diciembre de 2017, y
- La central termoeléctrica Villa María (incorporada en la fusión con UENSA S.A.), ubicada en la ciudad de Villa María, provincia de Córdoba, recibió autorización de CAMMESA para realizar operaciones comerciales con SADI el 25 de enero de 2018.

Las tres centrales propiedad de MSU Energy SA poseen una potencia nominal conjunta de 450 MW y cuentan con capacidad dual de consumo de combustible (gas natural – diésel).

La Sociedad comercializa la mayor parte de su capacidad de generación de las Plantas mediante el esquema regulatorio creado por la Resolución SEE N° 21/2016 y a través de múltiples acuerdos de compra de energía celebrados por la Sociedad y CAMMESA en 2016, por un período de diez (10) años según lo otorgado por las Resoluciones 261/2016; 216/2016 y 387-E/2016 emitidas por el Secretario de Energía (los Acuerdos de Demanda Mayorista).

Asimismo, el día 17 de octubre de 2017, mediante la Resolución 926 – E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, previa adjudicación autorizó a CAMMESA a suscribir nuevos contratos de Demanda Mayorista con MSU ENERGY en virtud de la adjudicación de los proyectos de “cierre de ciclo combinado (4+1)”. Con fecha 6 de abril de 2018, la Sociedad firmó con CAMMESA nuevos contratos de Demanda Mayorista (Nuevos PPA) mediante la instalación de una cuarta turbina de gas y una turbina de vapor en cada una de las Plantas. Los contratos de abastecimiento asociados tendrán una vigencia de 15 años a partir de la puesta en servicio, prevista para el año 2020.

1.2. Expansión de capacidad: de ciclo simple a ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado utilizan turbinas de gas y turbinas de vapor en forma conjunta, maximizando la generación de energía. Con el mismo volumen de combustible, una central de estas características puede generar una mayor cantidad de electricidad que una central de ciclo simple tradicional.

En octubre de 2017, la Secretaría de Energía adjudicó Nuevos PPAs conforme a la Resolución SEE 926/2017, que nos permitirán expandir por una potencia promedio contratada de 105,367 MW a un precio de USD 18.900 (USD/MW-mes) para la central de General Rojo, por una potencia contratada de 105 MW a un precio de USD 19.900 (USD/MW-mes) para la planta Barker y por una potencia contratada promedio de 100,2 MW, a un precio de USD 19.900 (USD/MW-mes) para la central de Villa María. Los Nuevos PPAs firmados tienen un plazo de quince (15) años.

En marzo de 2018, la Sociedad firmó un contrato con A-Evangelista S.A. (AES A), una subsidiaria de YPF S.A., para la construcción de la ampliación y conversión a ciclo combinado, que resultará en Centrales más eficientes incrementando la capacidad total a 750 MW. Lograremos la implementación de dicha conversión mediante la incorporación de una turbina de gas, una turbina de vapor, cuatro dispositivos de recuperación de vapor y dos transformadores de tensión en cada Central.

Con fecha 30 de abril, 17 de mayo y 12 de julio de 2019 fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI las turbinas 04 de las centrales Rojo, Villa Maria y Barker, respectivamente. Se espera alcanzar la puesta en marcha del ciclo combinado para mediados de 2020.

1.3. Fusión por absorción

MSU Energy (sociedad absorbente y continuadora), UGEN S.A. (UGEN) y UENSA S.A. (UENSA), iniciaron un proceso de fusión por absorción mediante la absorción de UGEN y UENSA por MSU Energy.

El objetivo de la fusión es, a través de una reorganización empresarial, perfeccionar y optimizar la explotación de las actividades económicas y las estructuras operativas, administrativas y técnicas de las sociedades participantes con el propósito de lograr sinergias y eficiencias en el desarrollo de las operaciones a través de una sola unidad operativa.

El proceso de fusión mencionado se desarrolló según el siguiente detalle:

Considerando un estado de situación financiera consolidado de fusión al 30 de septiembre de 2018, basado en los estados de situación financiera especiales de fusión de cada sociedad; el 24 de septiembre de 2018 se celebró el compromiso previo de fusión el cual establece la fusión de UGEN y UENSA por absorción de MSU ENERGY S.A. (antes Rio Energy) con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2019.

Con fecha 27 de septiembre de 2018, se realizó la presentación correspondiente del trámite de fusión ante la Comisión Nacional de Valores (CNV); y respecto al cual una vez obtenida la conformidad administrativa del mencionado organismo será remitido a la IGJ para su inscripción en el Registro Público.

Con fecha 31 de octubre de 2018 se llevaron a cabo las asambleas de accionistas de las Sociedades en las cuales se aprobó el compromiso previo que en su momento había aprobado el Directorio. Asimismo, se aprobó la disolución de las sociedades absorbidas y el aumento de capital de MSU Energy como consecuencia de la fusión.

1.4. Hechos relevantes posteriores al cierre de los estados financieros intermedios condensados

Con fecha 3 de octubre de 2019, la Sociedad recibió un préstamo por un monto de \$ 270.000.000, con Industrial and Commercial Bank of China, S.A. (ICBC), pagadero en 2 cuotas con vencimiento, el 31 de octubre de 2019 y 3 de diciembre de 2019. La Compañía otorgo un pagare por \$ 270.000.000 más intereses compensatorios y una cesión de los derechos de cobro por \$ 436.582.900 con vencimiento en noviembre de 2019, expuestos al 30 de septiembre de 2019 en el rubro de cuentas por cobrar comerciales.

Excepto por lo mencionado precedentemente y en la Nota 12 c), no existen acontecimientos u operaciones ocurridos entre la fecha de cierre del período y la fecha de emisión de los estados financieros intermedios condensados que puedan afectar significativamente la situación patrimonial y financiera de la Sociedad a la fecha de cierre o los resultados del período finalizado al 30 de septiembre de 2019.

2. SÍNTESIS DE INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA ENTIDAD

Los cuadros que se incluyen a continuación muestran información financiera relacionada con la Sociedad, correspondiente al período finalizado el 30 de septiembre de 2019.

2.1. Estructura de situación financiera

A continuación se expone la situación financiera de la Sociedad correspondiente al período finalizado el 30 de septiembre de 2019 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

	30/09/2019 (\$)	31/12/2018 (\$)
Activo no Corriente	52.763.486.521	9.683.594.577
Activo Corriente	5.219.465.656	5.570.902.966
Total Activo	57.982.952.177	15.254.497.543
Pasivo no Corriente	48.855.527.129	13.529.537.137
Pasivo Corriente	8.019.271.243	999.991.365
Total Pasivo	56.874.798.372	14.529.528.502
Patrimonio	1.108.153.805	724.969.041

2.2. Estructura del resultado integral

El siguiente cuadro detalla el estado del resultado integral intermedio condensado de la Sociedad correspondiente al período finalizado el 30 de septiembre de 2019 comparativo con el mismo período del ejercicio anterior.

	30/09/2019 (\$)	30/06/2018 (\$)
Ventas	3.968.490.154	780.267.217
Costo de ventas	(815.874.978)	(169.923.684)
Ganancia bruta	3.152.615.176	610.343.533
Otros ingresos y egresos netos	9.737.636	171.398.371
Gastos de comercialización	(15.624.934)	(11.089.113)
Gastos de administración	(85.810.902)	(39.392.424)
Ingresos y egresos financieros – netos	(2.545.833.176)	(606.227.557)
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	515.083.800	125.032.810
Impuesto a las ganancias	(416.720.950)	(31.258.203)
Ganancia del período	98.362.850	93.774.607
Otros resultados integrales del período	465.883.293	305.986.272
Resultado integral del período	564.246.143	399.760.879

2.3. Estructura del flujo de efectivo

A continuación se detalla la información resumida, relacionada con la generación y aplicación de fondos correspondiente al período finalizado el 30 de septiembre de 2019 comparativo con el mismo período del ejercicio anterior.

	30/09/2019 (\$)	30/09/2018 (\$)
Fondos generados por las actividades operativas	3.587.577.390	427.986.797
Fondos aplicados a las actividades de inversión	(4.451.551.787)	(3.103.744.024)
Fondos (aplicados) generados en las actividades de financiación	(2.131.240.326)	2.829.893.339
Total de fondos (aplicados) generados en el período	(2.995.214.723)	154.136.112

2.4. Datos Estadísticos

	30/09/2019 (CT General Rojo)	30/09/2019 (CT Barker)	30/09/2019 (CT Villa María)
Capacidad de generación contratada (MW-mes)	164,81	159,18	167,73
Capacidad de generación disponible (MW-mes)	164,85	153,67	164,73
Capacidad de generación facturada (MW)	1.536	1.435,9	1.514
Despacho de energía facturado bajo Gas natural (MW)	141.588	130.677	149.445
Despacho de energía facturado bajo Diesel (MW)	14.904	918	5.222

	30/09/2018 (CT General Rojo)
Capacidad de generación contratada (MW-mes)	143,59
Capacidad de generación disponible (MW-mes)	144,58
Capacidad de generación facturada (MW)	1.292,30
Despacho de energía facturado bajo Gas natural (MW)	170.393
Despacho de energía facturado bajo Diesel (MW)	6.595

2.5. Indicadores Financieros

A continuación se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de la Sociedad, con información correspondiente al periodo finalizado el 30 de septiembre de 2019 comparativo con el ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2018.

INDICES RELEVANTES			
30/09/2019			
Índice	Determinación	Importe	Unidad Índice
SOLVENCIA	Patrimonio neto	1.108.153.805	1,95%
	Pasivo Total	56.874.798.372	
LIQUIDEZ CORRIENTE	Activo Corriente	5.219.465.656	65%
	Pasivo Corriente	8.019.271.243	
INMOVILIZACION INMEDIATA	Activo No Corriente	52.763.486.521	91%
	Activo Total	57.982.952.177	
RENTABILIDAD	Resultado del período	98.362.850	8,9%
	Patrimonio neto	1.108.153.805	

INDICES RELEVANTES			
31/12/2018			
Índice	Determinación	Importe	Unidad Índice
SOLVENCIA	Patrimonio neto	724.969.041	4,99%
	Pasivo Total	14.529.528.502	
LIQUIDEZ CORRIENTE	Activo Corriente	5.570.902.966	557,10%
	Pasivo Corriente	999.991.365	
INMOVILIZACION INMEDIATA	Activo No Corriente	9.683.594.577	63,48%
	Activo Total	15.254.497.543	
RENTABILIDAD	Resultado del ejercicio	76.400.708	10,54%
	Patrimonio neto	724.969.041	

3. PERSPECTIVAS

La fusión nos permitirá una reorganización empresarial tendiente a optimizar las estructuras técnicas, financieras, administrativas, impositivas y comerciales de la Sociedad con el propósito de lograr sinergias y eficiencias a través de una sola unidad operativa. Contamos con tres centrales termoeléctricas (Villa María, ubicada en Córdoba, General Rojo y Barker, ubicadas en la provincia de Buenos Aires) que suman un total de 450MW de capacidad instalada.

Durante el primer semestre del ejercicio 2019 hemos concluido con la primera etapa del proyecto de expansión y conversión a ciclo combinado, la cual incrementa nuestra capacidad a 600 MW mediante la inclusión de una turbina generadora General Electric (modelo LM6000-PC Sprint) en cada central. La segunda etapa comprende la instalación de dispositivos de recuperación de gases de escape y una turbina de vapor para cerrar el ciclo en las tres centrales. Se espera concluir con esta etapa en el primer semestre del año 2020 lo cual incrementará nuestra capacidad total instalada a 750 MW. De esta forma, la compañía, contará con el 100% de su capacidad operando bajo ciclo combinado y con el 100% de la capacidad contratada, colocándola en una posición destacada en el parque de generación argentino.

En materia regulatoria, no prevemos cambios significativos que afecten a la compañía la cual cuenta con el 100% de su capacidad actual y futura bajo contratos de largo plazo (Resolución 21 y Resolución 287).