



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Al 30 de abril de 2018 presentados en pesos y en forma comparativa

INDICE

	Memoria
	Estados de Situación Financiera Consolidados
	Estados de Resultados Integrales Consolidados
	Estado de Cambios en el Patrimonio
	Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
	Notas a los Estados Financieros Consolidados
1	- INFORMACIÓN GENERAL Y MARCO REGULATORIO
1.1	- Información general
1.2	- Marco regulatorio de los sectores petrolero, eléctrico, gas y GLP
2	- BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN
2.1	- Normas contables profesionales aplicadas
2.2	- Bases de presentación
2.3	- Normas contables
2.4	- Consolidación
2.5	- Conversión de moneda extranjera
2.6	- Propiedad, planta y equipo
2.7	- Instrumentos Financieros
2.8	- Repuestos y materiales e Inventarios
2.9	- Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar
2.10	- Efectivo y equivalentes de efectivo
2.11	- Cuentas del patrimonio
2.12	- Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales y otras deudas
2.13	- Deudas financieras
2.14	- Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta
2.15	- Provisiones y otros cargos
2.16	- Reconocimiento de ingresos
2.17	- Información por segmentos
2.18	- Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas
3	- ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS
3.1	Riesgo de mercado
3.2	Riesgo de crédito
3.3	Riesgo de liquidez
3.4	Riesgo de capital
3.5	Estimación del valor razonable
4	- ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES
5	- INFORMACION POR SEGMENTOS
6	- PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
7	- ACTIVO Y PASIVO NETO POR IMPUESTO DIFERIDO
8	- ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA
9	- CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS
10	- REPUESTOS Y MATERIALES
11	- INVENTARIOS
12	- OTRAS CUENTAS POR COBRAR
13	- CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES
14	- INVERSIONES FINANCIERAS
15	- EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO
16	- CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION
17	- RESERVAS
18	- RESULTADOS NO ASIGNADOS
19	- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES
20	- DEUDAS FINANCIERAS
21	- REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES
22	- CARGAS FISCALES
23	- OTRAS DEUDAS
24	- PROVISIONES Y OTROS CARGOS

- 25 - VENTAS
- 26 - OTROS INGRESOS OPERATIVOS NETOS
- 27 - RESULTADOS FINANCIEROS
- 28 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS
- 29 - RESULTADO POR ACCIÓN
- 30 - COMPROMISOS
- 31 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD
- 32 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA
- 33 - AREAS DE EXPLORACION EN RIO NEGRO
- 34 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)
- 35 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS
- 36 - PARQUE EOLICO DIADEMA II
- 37 - ACUERDO / ADQUISICION DE NEGOCIOS
- 38 - PARTICIPACION EN CONSORCIOS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA
- 39 - HECHOS POSTERIORES

ANEXO A – PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

ANEXO C – INVERSIONES

ANEXO D – OTRAS INVERSIONES

ANEXO E – PROVISIONES

ANEXO F – COSTO DE VENTAS

ANEXO G – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

ANEXO H – INFORMACION REQUERIDA POR EL ART. 64, INC. B) DE LA LEY N° 19550

RESEÑA INFORMATIVA

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS



Memoria Anual Ejercicio 2017 - 2018

Contenido

1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro
 2. Reseña histórica
 3. Contexto macroeconómico
 4. Mercado energético argentino
 5. Medio ambiente
 6. Sistemas y comunicaciones
 7. Recursos humanos
 8. Situación financiera
 9. Resultados del ejercicio
 10. Propuesta del Directorio
- Anexo – Código de Gobierno Societario



1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro

Hitos principales del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018:

Emisión de Obligaciones Negociables Clase 2

A fines del ejercicio anterior el Directorio de la Sociedad aprobó los términos y condiciones de un Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables hasta un valor nominal en circulación de hasta US\$ 600 millones o su equivalente. El 10 de mayo de 2017 la Sociedad emitió la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de US\$ 300 millones bajo el programa mencionado, luego de haber recibido ofertas de compra por US\$ 1.800 millones, 6 veces respecto del valor nominal a ser emitido. El precio de emisión fue del 100% del valor nominal, con una tasa de interés fija del 6,875% nominal anual y con vencimiento a los 7 años contados desde la fecha de emisión. El éxito obtenido en la emisión internacional de la ON fue para Capex un hito que le permitió mejorar el perfil de vencimientos de su deuda y continuar con su crecimiento durante el presente ejercicio mediante el desarrollo de nuevos proyectos.

Pre-cancelación de la Obligaciones Negociables Clase 1

En paralelo a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables, la Sociedad lanzó una oferta de compra de la Clase 1 cuyo vencimiento era en marzo de 2018, la cual fue repagada en su totalidad durante los meses de mayo y junio de 2017.

Áreas Loma Negra y La Yesera

El 31 de octubre de 2017 la Sociedad adquirió a Chevron Argentina S.A., por un monto de US\$ 24,7 millones, la participación del 37,5% de la Concesión Hidrocarburífera del área Loma Negra y el 18,75% del área La Yesera, ambas ubicadas en la Provincia de Río Negro. Ambas concesiones son operadas mediante consorcios y desde el 1 de diciembre de 2017 Capex fue designado operador.

Oferta de compra Concesión de Explotación "Pampa del Castillo – La Guitarra"

En los meses de octubre de 2017 y abril de 2018 Capex entró en un acuerdo de compra venta con ENAP Sipetrol Argentina S.A. por el 88% y con Petrominera Chubut S.E. por el 7% de la participación que ambas empresas poseen en la Concesión de Explotación "Pampa del Castillo – La Guitarra" en la provincia de Chubut, por un precio total de US\$ 39,27 millones. La efectiva adquisición está sujeta a ciertas condiciones precedentes, que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, se encuentran pendientes de cumplimiento. Capex ha depositado US\$ 9.900.000 en una cuenta Escrow como garantía de pago de la oferta efectuada a ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Adjudicación del Proyecto Parque Eólico Diadema II

En el mes de octubre de 2017 Capex presentó el Proyecto Parque Eólico Diadema II ("PED II") en el Programa RenovAr Ronda 2.0, el cual resultó adjudicado. La empresa EG WIND, subsidiaria de Capex, es quien llevará adelante el proyecto y la cual ha suscripto con CAMMESA el acuerdo de abastecimiento a 20 años a un precio de 40,27 US\$/MWh. Actualmente, el PED II se encuentra en la etapa de construcción en Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut y tendrá una potencia instalada de 27,18 MW. Se estima una inversión de aproximadamente US\$ 38 millones.

Durante el ejercicio económico iniciado el 1º de mayo de 2017 y finalizado el 30 de abril de 2018, Capex y sus sociedades controladas continuaron desarrollando su plan de negocios en los segmentos de Generación y Venta de energía eléctrica (térmica y eólica), Exploración, Explotación, Producción y Venta de petróleo y gas, Producción y venta de propano, butano y gasolina, Producción y venta de Oxígeno y Producción y venta de Energía mediante la electrólisis del agua.

Durante el presente ejercicio la Sociedad arrojó un resultado integral ganancia de millones de \$ 2.270,6 (del cual millones de \$ 2.258,9 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una ganancia de millones de \$ 1.732,6 (del cual millones de \$ 1.730,1 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja un incremento del 31%.

El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 697,3 y otros resultados integrales ganancia de millones de \$ 1.573,2, mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 566,8 millones y otros resultados integrales ganancia de millones de \$ 1.165,8.

El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una ganancia de millones de \$ 1.920, que comparado con el ejercicio anterior presenta un incremento del 46,6%.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la Sociedad ha mantenido las curvas de producción en los mismos niveles que el ejercicio anterior. El precio otorgado en abril de 2016 por el Gobierno Nacional mediante la Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería al gas natural con destino a la generación de



electricidad, el sostenimiento de un precio en el mercado interno para la actividad de producción de petróleo, junto con la depreciación del peso respecto del dólar estadounidense ocurrida durante el ejercicio, le permitieron a la Sociedad obtener una mejora del 24% en los resultados operativos en este segmento respecto del ejercicio anterior. Adicionalmente, se han sumado desde noviembre de 2017 las producciones de petróleo y gas de las nuevas áreas Loma Negra y La Yesera.

Respecto del segmento de energía, los resultados operativos se incrementaron en un 127%. Los programas de mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón (“CT ADC”) que llevó a cabo la Sociedad desde el año 2014, le permitieron mantener buenos niveles de disponibilidad y generación. El esquema de remuneración vigente durante el ejercicio fue dictado por el Gobierno Nacional en enero de 2017, mediante la Res 19 E/2017, la cual dispuso un mecanismo remuneratorio que valoriza la disponibilidad de las unidades de generación, mediante compromisos de potencia a mediano plazo, remunerando la potencia disponible y la energía generada, fijando valores en dólares estadounidenses.

En cuanto al segmento de energías renovables, el Parque Eólico Diadema (“PED”) ha operado con una alta eficiencia (Factor de Carga del 57,5% en el ejercicio) y al estar fijada su tarifa en dólares estadounidenses le ha permitido obtener muy buenos resultados operativos. El segmento ha incrementado su resultado operativo en un 67%.

Respecto de los resultados financieros, al 30 de abril de 2018 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 20,54, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 33,4%. Debido a que la Sociedad se encuentra endeudada en dicha moneda la apreciación del dólar afecta sus resultados financieros netos; no obstante, el hecho de que sus ingresos y la mayor parte de su cartera de inversiones también estén denominados en dólares estadounidenses permite amortiguar las fluctuaciones del tipo de cambio en los resultados netos.

Los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendieron a millones de \$ 1.573,2, mientras que en el ejercicio anterior fue de millones de \$ 1.165,8, debido a que la Sociedad aplica, desde el 31 de julio de 2014, el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, Planta y Equipo y al cierre del presente ejercicio ha actualizado los valores razonables de dichos bienes.

El Gobierno Nacional ha ratificado la continuación del Plan Gas hasta el año 2021, incentivando la producción de gas no convencional. Capex ha presentado su adhesión al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural provenientes de Reservorios No Convencionales, comprometiendo una inversión de US\$ 101,5 millones hasta el año 2021 en la cuenca Neuquina. Asimismo, ha solicitado la adhesión al Programa por el área Loma Negra con un compromiso de inversión de US\$ 74,5 millones, la que, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no ha sido aprobada por parte de la autoridad de aplicación.

Es intención de la Sociedad continuar con su estrategia de integración a lo largo de toda la cadena de valor energética. En línea con esta estrategia, Capex continuará evaluando distintos activos hidrocarburíferos para volcar el expertise recogido en los últimos años e incrementar sus niveles de producción y reservas.

Adicionalmente, es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad con el objetivo de participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Actualmente, están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a Término.

Finalmente y como parte de su estrategia de crecimiento y diversificación, la Sociedad se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica.

1.1 Hidrocarburos

1.1.1 Situación actual

Área Agua del Cajón

Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, la Sociedad llevó adelante un programa de perforación de 4 pozos de desarrollo-avanzada, 9 pozos de tight gas sand (no convencional) y 1 profundización (no convencionales); también se perforó 1 pozo para investigar el potencial de shale gas en la formación Los Molles que se encuentra en etapa de evaluación. Adicionalmente, se efectuaron: 1 reparación, 11 optimizaciones de pozos de gas y 6 pulling.



Los principales objetivos de las inversiones realizadas fueron: i) mantener la producción de gas y petróleo; ii) investigar extensiones de áreas productivas, y iii) continuar investigando la productividad de la formación Shale Los Molles Orgánico para gas, con la finalidad de ajustar los tratamientos de estimulación y comenzar a diseñar el potencial desarrollo futuro.

La producción de gas promedio a 9300 Kcal/m³ en el ejercicio fue de 1,53 millones m³/día, en tanto la producción de petróleo promedio fue de 168 m³/día, manteniendo los niveles de producción del ejercicio anterior. Respecto de las producciones de propano, butano y gasolina promedio del ejercicio fueron de 58 tn/día, 38 tn/día y 76 m³/día, respectivamente, manteniendo el nivel de producción del ejercicio anterior. Los valores totales producidos en el ejercicio de gas y petróleo fueron de 557,35 MMm³ y 61,29 Mm³, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 21 Mtn, 14 Mtn y 28 Mm³, respectivamente.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.807
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Cabe destacar que durante este ejercicio se incrementaron las reservas comprobadas de petróleo y gas en 35% y 17%, respectivamente. Este incremento de reservas comprobadas se debe principalmente a la extensión de la concesión y adicionalmente al resultado obtenido por los pozos de avanzada.

El 31 de enero de 2018 la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción dependiente del Ministerio de Energía y Minería una solicitud de adhesión para la Concesión Agua del Cajón al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales - Res 419-E/2017, previa aprobación por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 hasta el año 2021, el cual posibilitará el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho programa fue aprobado con fecha 4 de junio de 2018.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la Sociedad ha destinado la mayor parte de su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC y continuó vendiendo gas a clientes privados bajo el Programa Gas Plus.

Áreas Loma Negra y La Yesera

El 31 de octubre de 2017 Capex adquirió a Chevron Argentina S.A. la participación del 37,5% de la concesión hidrocarburífera del área Loma Negra y el 18,75% del área La Yesera, ubicadas en la Provincia de Río Negro. El precio acordado fue de US\$ 25,2 millones que, neto de ajustes establecidos en el acuerdo de compraventa, ascendió a un precio de compra total (incluidos los impuestos) de US\$ 24,7 millones. Del precio de compra total se abonaron US\$ 23,1 millones, quedando un saldo pendiente de pago al 30 de abril de 2018 de US\$ 0,125 millones. Asimismo, se retuvo la suma de US\$ 1,5 millones cuyo pago se encuentra sujeto al otorgamiento, por parte de la Provincia de Río Negro, de la Concesión de Transporte correspondiente a Loma Negra a más tardar el 31 de octubre de 2018. La Sociedad ha emitido una carta de crédito en garantía de pago.



Loma Negra

Capex opera la Concesión Área Río Negro Norte desde el 1 ° de diciembre de 2017. El área se encuentra ubicada en la provincia de Río Negro, siendo la fecha de finalización de la concesión el 24 de diciembre de 2024. La Sociedad iniciará las negociaciones, cuando considere oportuno, para lograr la extensión de dicha concesión. Las participaciones sobre el área son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	37,50%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%

El área posee varios yacimientos (Loma Negra, El Látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María) en producción o temporalmente inactivos.

El área posee 213 pozos, de los cuales actualmente 40 se encuentran activos (28 productores y 12 inyectores). La producción promedio en el mes de abril de 2018 fue de 66 m³/día de petróleo y 210 Mm³/día de gas.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.043	1.701	2.744	1.683	627	-
Petróleo	Mbbl	1.164	1.472	2.635	252	824	-
	Mm ³	185	234	419	40	131	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

El 31 de enero de 2018 la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción dependiente del Ministerio de Energía y Minería una solicitud de adhesión para la Concesión Loma Negra al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural provenientes de Reservorios No Convencionales - Res 419-E/2017, previa aprobación por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial de un plan de inversión por millones de US\$ 74,5 correspondientes a la totalidad del área. Capex se encuentra a la espera de la aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

La Yesera

Capex es operadora de la Concesión Lote IV La Yesera desde el 1 ° de diciembre de 2017. El área se encuentra ubicada en la provincia de Río Negro. La fecha de finalización de la concesión es el 3 de junio de 2027. La Sociedad iniciará cuando considere oportuno las negociaciones para lograr la extensión de dicha concesión.



Las participaciones son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	18,75%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%
San Jorge Energy S.A.	18,75%

El yacimiento tiene perforados 4 pozos, de los cuales actualmente 2 se encuentran en producción de petróleo y gas asociado. La producción promedio en el mes de abril de 2018 fue de 96 m3/día de petróleo y 44 Mm3/día de gas.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	192	47	239	-	364	-
Petróleo	Mbbl	1.383	591	1.974	-	4.691	-
	Mm ³	220	94	314	-	746	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Área Pampa del Castillo

El área Pampa del Castillo-La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge y posee una superficie de aproximadamente 121 km². Está localizada a unos 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia del Chubut. Esta concesión tiene un único yacimiento de idéntico nombre que, operativamente, fue dividido en tres regiones: Pampa Norte, Pampa Centro y Pampa Sur.

El 3 de octubre de 2017 Capex acordó con ENAP Sipetrol los términos y condiciones para la adquisición del 88% de la Concesión de Explotación Hidrocarburífera "Pampa del Castillo - La Guitarra", por un precio de US\$ 33 millones.

El 13 de abril de 2018 Capex acordó con Petrominera Chubut S.E ("Petrominera") los términos y condiciones para la adquisición del siete por ciento (7%) de participación en la Concesión de Explotación Hidrocarburífera "Pampa del Castillo - La Guitarra". El precio de compra acordado ascendió a US\$ 6,27 millones.

La efectiva adquisición de la participación de ENAP Sipetrol y Petrominera y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma se encuentra sujeta a la ocurrencia de ciertas condiciones precedentes, entre ellas la aprobación de la Honorable Legislatura de la Provincia del Chubut. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros dichas condiciones precedentes se encuentran pendientes de cumplimiento.



La adquisición de esta área permitiría a la Sociedad diversificar su perfil de riesgo dado el incremento en las reservas de petróleo que esta área posee. Es importante mencionar que actualmente la Sociedad sólo opera en el Cuenca Neuquina, área netamente gasífera.

Consolidación de Reservas Comprobadas

Con la finalidad de observar el impacto de las adquisiciones de las áreas en el cuadro de reservas se efectuó un comparativo de las reservas comprobadas de la Sociedad, teniendo como horizonte el vencimiento de cada concesión, tomando como base las reservas al 31 de diciembre de 2017 y 2016. Los valores se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación en cada una de las áreas y referidos a dichas fechas.

Áreas	Productos		Comprobadas	
			Total 31.12.17	Total 31.12.16
Agua del Cajón / Loma Negra / La Yesera	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	6.591	5.137
	Petróleo	Mbbl	4.411	2.893
		Mm ³	701	400

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La información incluida en la presente Memoria respecto de las reservas de las distintas áreas cumple con los requerimientos de la Res. 541 de la CNV "Información sobre reservas petroleras y gasíferas". La Sociedad sólo posee reservas en yacimientos de la República Argentina y sus sociedades subsidiarias vinculadas no poseen actividades hidrocarburíferas.

Área de Exploración en Río Negro - Loma Kauffman

Habiendo vencido en el mes de mayo de 2017 el Tercer Período Exploratorio y luego de haber realizado inversiones en la misma sin haber logrado descubrir hidrocarburos comercialmente explotables, con fecha 13 de junio de 2018, la Provincia de Río Negro aprobó definitivamente la reversión del Área de Loma de Kauffman.

1.1.2 Perspectivas para el futuro

Durante el próximo ejercicio económico la Sociedad prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo "convencional" que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

La Sociedad continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. La Sociedad se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar "side track" a alguno de los pozos existentes inactivos.



Como parte de la estrategia de crecimiento, la Sociedad continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarburíferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

1.2 Energía Eléctrica

1.2.1 Situación actual

Capex accedió en el año 2014 a un programa de financiamiento para los mantenimientos mayores y extraordinarios de la CT ADC, otorgado por CAMMESA, por aproximadamente US\$ 31 millones, el cual fue ampliado al año siguiente en aproximadamente US\$ 20 millones. La Sociedad llevo a cabo los mantenimientos de acuerdo con lo programado, tanto aquellos de turbinas de ciclo abierto como de su ciclo combinado, finalizando con los mismos en el mes de septiembre de 2017. Haber llevado a cabo dicho programa de mantenimiento le permitió mantener buenos niveles de disponibilidad y generación en el ejercicio y comprometer su disponibilidad en el largo plazo.

Dicho financiamiento fue compensado por la Sociedad con la “Remuneración de los mantenimientos no recurrentes” establecida por la Res SEN 529/14 y sus modificaciones y con el crédito por la “Remuneración Adicional Fideicomiso”. A partir de la Res SEN 19/17 el repago o devolución de los mismos se realiza descontando de la liquidación mensual hasta 1 U\$/MW generado, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento. El saldo de deuda por dicho financiamiento al 30 de abril de 2018 asciende a \$ 115 millones.

Durante el ejercicio la CT ADC ha operado con gas del yacimiento, al que se le adicionó el gas direccionado por CAMMESA. La generación bruta de energía eléctrica del presente ejercicio fue de 4.326 GWh, manteniendo los niveles de generación de los últimos años.

1.2.2 Perspectivas para el futuro

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento la Sociedad se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

1.3 Energía Renovable

1.3.1 Situación actual

En el segmento de generación de energía renovable, a través de la subsidiaria Hychico, el Parque Eólico Diadema ha operado con un alto nivel de eficiencia, entregando la energía generada al sistema interconectado nacional en la localidad de Diadema. Los factores de capacidad promedio con los que ha operado el PED en los últimos seis ejercicios económicos se ubican entre los más altos estándares de la industria.

Item / Ejercicio	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Energía en MWh	27.492,5	28.849,2	28.083,7	25.506,6	22.969,1	29.060,5
FC	49,8%	52,3%	50,9%	46,1%	41,6%	57,5%

FC = (energía real producida / energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal)

Cabe mencionar que el año calendario 2016 fue de muy baja velocidad media anual de viento.

En materia impositiva, en el mes de octubre de 2015, la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia del Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED, la eximición del 100% en el pago del Impuesto sobre los ingresos brutos durante los primeros 5 años a partir de su otorgamiento y por el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo inclusive. Bajo el mismo marco legal, otorgó “estabilidad fiscal” en el ámbito provincial por un plazo de 15 años, entendiendo por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

Adicionalmente, la Sociedad presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II (“PED II”) en el Programa RenovAr – Ronda 2 y resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía. El mismo es llevado a cabo a través de su subsidiaria E G WIND S.A. Con fecha 4 de junio de 2018 E G WIND suscribió con CAMMESA el



contrato de construcción, puesta en marcha y abastecimiento de energía a partir de fuentes renovables por una potencia máxima de 27,6MW y un período de abastecimiento de 20 años a un precio de US\$ 40,27 MWh, a contar desde la fecha de la habilitación comercial e incluye la obligación de E G WIND de construir el PED II.

Actualmente el PED II se encuentra en construcción en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut y estará compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,02 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,18 MW. La inversión total se estima en aproximadamente US\$ 38 millones y el plazo de construcción en 15 meses.

Asimismo, junto con la operación de la planta de producción de hidrógeno y oxígeno, Hychico continúa desarrollando experiencia en la producción y almacenamiento de hidrógeno, trabajando con socios estratégicos líderes a nivel mundial y en proyectos tales como:

Almacenamiento de Energía Renovable mediante Hidrógeno: Existen diversas tecnologías para el almacenamiento de energía. Según el instituto Fraunhofer de Alemania, para altos niveles de potencia, energía y tiempos de acumulación, las opciones que cubren un mayor espectro son las de hidrógeno y metano sintético. Los proyectos de Hychico involucran ambos tipos de tecnologías.

Dada la cercanía de la planta de hidrógeno con algunos reservorios “depletados” de petróleo y gas, en 2010 Hychico inició una serie de estudios geológicos y relevamientos de instalaciones con el fin de analizar la factibilidad del almacenamiento subterráneo de hidrógeno en uno de aquellos reservorios. El objetivo del proyecto piloto es probar la capacidad, estanqueidad y comportamiento del reservorio para ganar experiencia en el almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Una posible aplicación es la utilización de mezclas de hidrógeno con gas natural como combustible para alimentar un equipo de entre 10 y 30 MW y suministrar energía eléctrica al MEM en los momentos de demanda pico.

Para este proyecto piloto, Hychico presentó el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente y realizó una audiencia pública coordinada por el Ministerio de Ambiente y Control de Desarrollo Sustentable de la Provincia del Chubut, logrando así su aprobación en mayo de 2014. De este modo, en 2015, se construyó un ducto de 2,3 km vinculando la planta de hidrógeno con el pozo F-160 donde se realiza el proyecto piloto. El desarrollo de las pruebas se lleva a cabo en distintas etapas que involucran ciclos de inyección y producción de gas natural e hidrógeno a distintos niveles de presión y concentración.

En relación con este proyecto, Hychico participó del programa de la Unión Europea HyUnder –www.hyunder.eu– destinado a evaluar el potencial, los actores y el mercado del almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala. Asimismo, forma parte de otros proyectos como H2Store y HyInteger, con empresas y centros de investigación de prestigio internacional en temas vinculados a microbiología, geociencias y materiales.

Hacia la producción de “Metano verde”: una posible aplicación del hidrógeno almacenado en forma subterránea es el aprovechamiento de la acción microbiana presente en los reservorios que podrían combinar el hidrógeno con el dióxido de carbono contenido o inyectado en la formación para finalmente obtener metano. Las ventajas de este proceso serían los grandes volúmenes involucrados a la vez de aprovechar la energía geotérmica natural. El metano, principal componente del gas natural, podría utilizarse directamente en aplicaciones como combustible para turbinas, GNC, calefacción etc., empleando la infraestructura actualmente disponible del gas natural.

A través de un acuerdo de colaboración científico-tecnológica, se seleccionó al reconocido Instituto de Investigaciones Geológicas y de Minería de Francia, BRGM –www.brgm.fr–, para brindar asesoramiento a Hychico en el plan bajo análisis.

Este proyecto incluye la caracterización biológica del sitio, la identificación y la optimización de parámetros. Su objetivo es modelar el comportamiento del reservorio para disponer un estudio de factibilidad de producción de “metano verde” para fines del año 2018.

Los resultados obtenidos hasta el presente en los proyectos de Almacenamiento Subterráneo de Hidrógeno y “Metano Verde” han sido seleccionados para exponerse en las últimas dos Conferencias Mundiales de Energía del Hidrógeno (World Hydrogen Energy Conference 2016 y 2018 –www.whec2018.com–) que se desarrollaron en España y Brasil, respectivamente.

1.3.2 Perspectivas para el futuro

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha



definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

2. Reseña histórica

2.1 Hidrocarburos

Capex fue creada en el año 1988 con el objeto de llevar a cabo tareas de exploración de petróleo y gas en la Argentina. Como primer paso, en 1989 adquirió de Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima el 20% de participación en el consorcio adjudicatario del área Rawson Marina, licitada en el año 1985 en la primera ronda del “Plan Houston”. Además, participó con el 5% en un consorcio que adquirió los derechos de exploración del área Tostado en la tercera ronda del “Plan Houston”. Ambas áreas fueron abandonadas en 1990 y 1991, respectivamente, luego de que el trabajo exploratorio indicara la inexistencia de depósitos de petróleo o gas que pudieran explotarse comercialmente.

Area Agua del Cajón

En enero de 1991 la Sociedad adquirió el 100% de los derechos sobre el área Agua del Cajón que la SEN ofreció en concesión, habiendo pagado US\$ 26 millones. La concesión fue otorgada a la Sociedad por 25 años con posibilidad de prorrogarla por 10 años más.

El área Agua del Cajón está ubicada en la cuenca neuquina, en la región sudeste de la Provincia del Neuquén. Como resultado de un intenso trabajo exploratorio se identificó que la mayoría de las reservas estaban localizadas en dos yacimientos del área (El Salitral y Agua del Cajón), donde finalmente se intensificaron las tareas de explotación.

Es importante destacar el incremento de la producción que ha logrado la Sociedad desde el momento en que tomó la operación del área Agua del Cajón. Al momento de la toma del área, la producción de gas era de 87 mil m³/día y la producción de petróleo era de 35 m³/día. Desde la toma de posesión del área hasta la fecha, las producciones alcanzaron picos de 3 millones de m³/día de gas y 200 m³/día de petróleo. Este incremento fue producto, principalmente, de la puesta en producción de nuevas formaciones, la optimización de los sistemas de extracción, la mayor eficiencia en la operación de los yacimientos, la captación del petróleo asociado a la producción de gas y al procesamiento del gas a través de la planta de separación de gases. Asimismo y como resultado de los esfuerzos exploratorios y de desarrollo del área, se identificaron e incorporaron importantes reservas de gas natural y petróleo. Las producciones acumuladas de gas y petróleo alcanzaron 19,6 mil millones de m³ y 2,9 millones m³, respectivamente, al 30 de abril de 2018.

La Provincia del Neuquén emitió el Decreto 822/08 a través del cual autorizó a la Secretaría de Estado de Recursos Naturales, en su carácter de Autoridad de Aplicación, en el marco de la Ley 17.319, Ley 26.197 y legislación nacional y



provincial vigentes en la materia, a renegociar la extensión de la concesión. Posteriormente, se dictó la Ley Provincial 2615 que aprobó los parámetros y condiciones básicos para la renegociación de áreas provinciales. Como consecuencia de este proceso, en abril de 2009 la Provincia del Neuquén le otorgó a la Sociedad la extensión del plazo original de la concesión sobre el área Agua del Cajón por el término de diez años, es decir, hasta el 11 de enero de 2026. Con fecha 8 de mayo de 2009 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto 773/09, el cual aprobó definitivamente el acuerdo mencionado.

La extensión del plazo original de la concesión del área Agua del Cajón por el término de diez años implicó para la Sociedad los siguientes compromisos:

- Canon: El pago a la Provincia del Neuquén de un canon de millones de US\$ 17.
- Plan de trabajo de inversiones y erogaciones: Por un monto total estimado de millones de US\$ 144 hasta el final de la concesión. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad cumplió con los montos comprometidos.
- Canon extraordinario de producción: Desde junio de 2009, la Sociedad ha liquidado las regalías a la Provincia del Neuquén a la tasa del 15%, adicionando la tasa del 3% por este concepto.
- Renta extraordinaria: Implica abonar un porcentaje adicional del canon extraordinario que oscila entre el 1% y el 3%, dependiendo del comportamiento del precio del petróleo crudo y del gas natural con relación a una escala de precios de referencia.

En abril de 2017, mediante el Decreto N° 556/17, el Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén otorgó a la Sociedad una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos por un plazo de 35 años sobre la totalidad del Área Agua del Cajón. Dicha concesión finalizará en el año 2052 y, como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa de inversiones por US\$ 126,0 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1° de enero de 2017. Al 31 de diciembre del 2017 la inversión realizada en un año fue de US\$ 42,9 millones (un 34% de la inversión total comprometida).

Asimismo, como parte de los términos y condiciones para el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional, la Sociedad pagó a la Provincia del Neuquén los siguientes montos: (i) US\$ 4,97 millones en concepto de bono de explotación convencional bajo el artículo 58 bis, segundo párrafo, de la Ley 17.319; (ii) US\$ 3,1 millones en concepto de aportes por responsabilidad social empresaria; y (iii) US\$ 0,882 millones en concepto de impuesto a los sellos por la firma del acta acuerdo de inversión suscripta con la Provincia. En virtud del pago del bono mencionado en (i), la Sociedad también mantiene el derecho de explotar convencionalmente el área hasta el fin de la concesión no convencional.

En virtud del acuerdo firmado con la Provincia del Neuquén, la Sociedad abonará las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquéllos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados "shale gas" o "shale oil" o "roca madre", se pagarán los porcentajes acordados bajo el Acta Acuerdo del 13 de abril de 2009 hasta el 11 de enero de 2026, fecha a partir de la cual se abonará la regalía máxima del 18% establecida en el artículo 59 de la Ley 17.319; y (b) sobre la producción de pozos completados y terminados a partir del otorgamiento de la concesión no convencional que tengan producción proveniente de reservorios no convencionales denominados "shale gas" o "shale oil" o "roca madre", se pagarán regalías del 12%.

Área Senillosa

En octubre de 1991 la Sociedad adquirió el 100% de los derechos de exploración del área Senillosa, habiendo pagado miles de US\$ 315,2. En octubre de 2005 el área Senillosa fue retornada a la Provincia del Neuquén.

Áreas de exploración en la provincia de Río Negro

Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió los permisos de exploración de 4 áreas que fueran licitadas directamente por la Provincia de Río Negro.

En el área Villa Regina se hicieron estudios exploratorios y se perforaron dos pozos que resultaron estériles, razón por la cual se revirtió el área en el año 2012.



En el área Lago Pellegrini se hicieron estudios exploratorios y se perforaron tres pozos que resultaron estériles. La Sociedad decidió revertir el área en el año 2015.

En el área Cerro Chato se perforaron cuatro pozos; uno de los pozos perforados fue productor de petróleo durante un breve período; los otros tres pozos resultaron estériles y fueron abandonados. La Sociedad decidió revertir el área en el año 2015.

En el área Loma de Kauffman se hicieron estudios exploratorios y se perforaron ocho pozos, de los cuales tres resultaron productores de gas, uno productor de petróleo y cuatro resultaron estériles. Los pozos productores de gas fueron de baja productividad y, dada su ubicación geográfica y las obras necesarias para la conexión al sistema de transporte, no eran comercialmente viables; habiéndose vencido en el mes de mayo de 2017 el Tercer Período Exploratorio la Sociedad llevó a cabo el proceso de reversión del área, aprobando la Provincia de Río Negro con fecha 13 de junio de 2018 la reversión de la misma.

El monto total invertido por la Sociedad en las áreas de Río Negro alcanzó los millones de \$ 296.

2.2 Energía Eléctrica

La estrategia del área Agua del Cajón ha sido la integración vertical, capitalizando todo el valor agregado desde la extracción del gas y sus líquidos asociados hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica. Dicha integración vertical, sumada a la tecnología instalada y a su eficiencia de operación, le han permitido alcanzar ventajas competitivas en el mercado energético, y han mitigado en parte las dificultades por las que ha atravesado dicho mercado.

A partir de la incorporación de nuevas reservas gasíferas en el área Agua del Cajón, la Sociedad comenzó a considerar usos industriales alternativos para su gas. La escasa capacidad de generación de energía eléctrica en la Argentina y la incipiente desregulación del sector eléctrico en los primeros años de la década del 90 ofrecían una buena oportunidad para agregarle valor a su gas y crear un mercado adicional.

Una vez completados los estudios de factibilidad y el análisis de proyectos alternativos (principalmente la construcción de gasoductos adicionales e instalaciones para el tratamiento) que le permitieran explotar y vender sus reservas de gas natural, la Sociedad decidió construir una central de generación de energía eléctrica alimentada a gas.

El desarrollo de la CT ADC a su actual capacidad de generación se concretó en cuatro fases: la fase I, con la incorporación de dos turbogeneradores con una capacidad total nominal de 93 MW, inaugurada en diciembre de 1993; la fase II, en octubre 1994, agregó 3 turbogeneradores con una capacidad total nominal de 144 MW; en tanto que en agosto de 1995, la fase III entró en funcionamiento con una turbina adicional de 134 MW, completando el desarrollo de la CT ADC en ciclo abierto con una capacidad total nominal de 371 MW.

Para aprovechar los gases calientes de escape, la Sociedad implementó la conversión de la CT ADC a ciclo combinado (fase IV). Su puesta en marcha definitiva se produjo en enero de 2000. El ciclo combinado recupera los gases de escape de las turbinas de gas a través de calderas de recuperación. Dichas calderas cuentan con fuego suplementario, lo que incrementa la cantidad de vapor producido y, por ello, permite obtener una generación de energía adicional respecto de la obtenida sólo por los gases de escape. La operación en ciclo combinado incrementa significativamente la eficiencia, mientras que la operación con fuego suplementario nos permite tener flexibilidad para aumentar la generación de energía. Con la concreción de las cuatro fases de desarrollo de la planta, la capacidad nominal total de generación alcanzó 672 MW.

A efectos de vincular la CT ADC con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se construyeron tres líneas de alta tensión en 132kV con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión en 500kV, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste. De esta manera se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho.

2.3 GLP

La planta de *turboexpander* comenzó su operación en 1998. La Sociedad procesa el gas producido rico en componentes licuables en una planta de GLP, propiedad de Servicios Buproneu S.A. Del procesamiento del gas rico se obtiene propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por la Sociedad en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con su petróleo crudo, mientras que el gas remanente es utilizado como combustible para la generación de energía. Los niveles de eficiencia de esta planta continúan siendo muy altos y superan el 99%.



2.4 Energías Renovables

Con el desarrollo del hidrógeno en el mundo como complemento de los hidrocarburos en materia energética, y con su visión estratégica de desarrollo sustentable y preservación del medio ambiente, la Sociedad inició la actividad en materia de energías renovables a través de su subsidiaria Hychico S.A. y posteriormente también a través de su subsidiaria E G WIND S.A.

A partir del inicio de actividades de Hychico, año 2006, se trabajó en dos nuevos proyectos relacionados con la instalación de un parque eólico que suministrara energía eólica al sistema interconectado nacional y con el diseño y puesta en operación de una planta de producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua, ambos localizados en la patagonia argentina.

Planta de Hidrógeno y Oxígeno

La planta de hidrógeno y oxígeno posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h (normal metro cúbico por hora) y de oxígeno de 30 Nm³/h, un compresor de oxígeno, un equipo motogenerador de energía eléctrica de 1,4 MW, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno y los sistemas auxiliares. La planta se encuentra operando desde mayo de 2010. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno con gas; el oxígeno se destina al mercado de gases industriales de la región.

Es importante destacar que la pureza del hidrógeno producido lo hace especialmente apto para su uso en celdas de combustible. Cabe señalar que las proporciones alcanzadas de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, se encuentran por encima de los rangos internacionales usuales para estos motores de alta potencia, logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El oxígeno producido, también de alta pureza (99,998%), es comercializado a alta presión en el mercado de gases industriales.

La planta ocupa una superficie aproximada de 11.000 m², sectorizada en áreas de control, procesos y sistemas auxiliares.

Parques Eólicos Diadema I y II

La patagonia argentina, debido a la abundancia del recurso eólico en particular, y de otros recursos, como la amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, mano de obra calificada e infraestructura vial, califica ampliamente para la instalación de parques de generación eólica que permitirán, en el mediano plazo, el inicio de proyectos de gran envergadura que involucren la generación de energías libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Basados en la visión de largo plazo y en la importancia de adquirir experiencia operativa en el desarrollo y operación de parques eólicos, Hychico definió la ejecución de un proyecto piloto en la Patagonia. Así, se construyó un parque eólico conformado por 7 aerogeneradores con una capacidad de generación de 6,3 MW y su correspondiente interconexión con el sistema interconectado nacional. El Parque Eólico Diadema (PED) inició la operación comercial en el mes de diciembre de 2011. En marzo de 2012, Hychico firmó con CAMMESA, en el marco de la Resolución SE N° 108/11, un Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables para la comercialización de la energía generada por el PED, a un precio de U\$S/MWh 115,896.

El plazo de vigencia del contrato es de 15 años contados a partir del primer día del mes siguiente al de la fecha de la firma del mismo y será prorrogable por la SE por hasta un máximo de 18 meses, salvo que la sociedad entregue la energía contratada en un plazo menor.

En su análisis económico y financiero, Hychico ha considerado el retorno del parque eólico y la obtención de los certificados por reducción de gases de efecto invernadero (CERs) en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL). En ese sentido, Hychico ha confeccionado y presentado ante la OAMD (Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio) el PDD (*Project Design Document*) y ha obtenido la aprobación por parte de ese organismo con efecto retroactivo al mes de julio de 2012. El próximo paso es la verificación de la reducción de emisiones y posterior emisión de los certificados correspondientes, los cuales podrían ser comercializados por Hychico. Dado el actual mercado de comercialización de bonos de carbono y las recientes negociaciones internacionales en esta materia, esperamos los



compromisos que podrían asumirse en las próximas COPs (Conferencias de las partes) para poder comercializar los certificados que se acumulen hasta dicho momento.

Respecto del Parque Eólico Diadema II ver punto 1.3.1.

3. Contexto macroeconómico

Desde la asunción de la nueva administración de gobierno en diciembre de 2015, el plan económico del gobierno ha consistido, en términos generales, en la estabilización de la situación macro-fiscal y la adecuación de regulaciones de la actividad económica con el objetivo de generar las condiciones propicias para un crecimiento sustentable liderado por la inversión privada.

El consumo privado y la inversión mostraron un crecimiento durante el año 2017, un año en el cual el gobierno realizó ajustes tarifarios en los servicios públicos y en la medida en que entraron en vigencia los aumentos salariales producto de las paritarias, el crecimiento del consumo privado comenzó a recuperarse. Junto con estas recuperaciones y debido a los altos coeficientes de importaciones para el consumo e inversión, las importaciones mostraron aumentos durante el año 2017, mientras que las exportaciones no pudieron contrarrestar el aumento de aquéllas.

El resultado fiscal del primer cuatrimestre del año 2018 arrojó un déficit de 224 mil millones de pesos (164 en 2017), a pesar de la mejora en los recursos corrientes y la disminución del gasto en subsidios económicos y de capital.

La combinación de factores domésticos (altos niveles de inflación, el déficit fiscal y de cuentas corrientes) y de factores externos (suba de la tasa de interés de EE.UU., salida de capitales en el mundo emergente, suba del precio de petróleo) generaron una turbulencia cambiaria en los meses de mayo y junio de 2018 y una devaluación del peso argentino, elevando la cotización del dólar estadounidense en torno a los \$ 28 / US\$ 1.

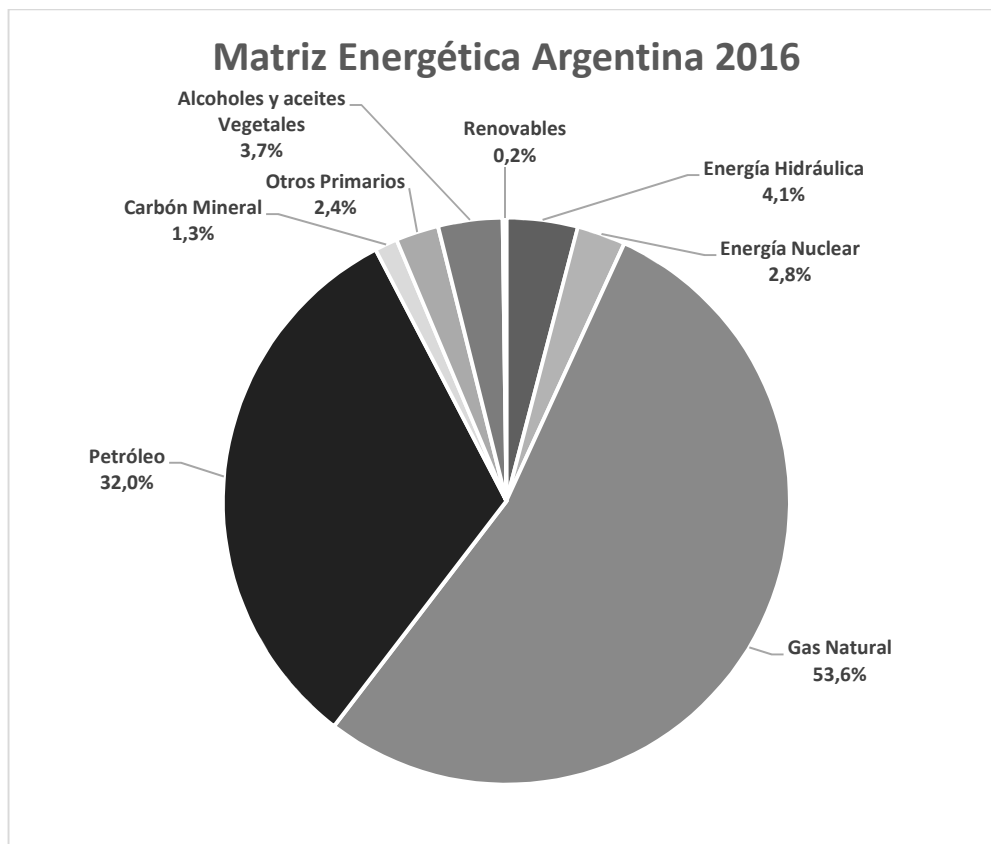
En el mes de junio de 2018 el Gobierno Nacional gestionó un acuerdo stand by con el FMI por US\$ 50 mil millones, para continuar con el proceso de reducción del déficit fiscal; asimismo, Morgan Stanley Capital International elevó la calificación de Argentina de “mercado de frontera” a “mercado emergente”, lo cual aportó una nueva señal de confianza hacia el país, posicionándolo en el mismo escalón que el resto de las principales economías de América Latina, hecho que alentaría la llegada de capitales y mayores inversiones.

4. Mercado energético argentino

Matriz energética argentina

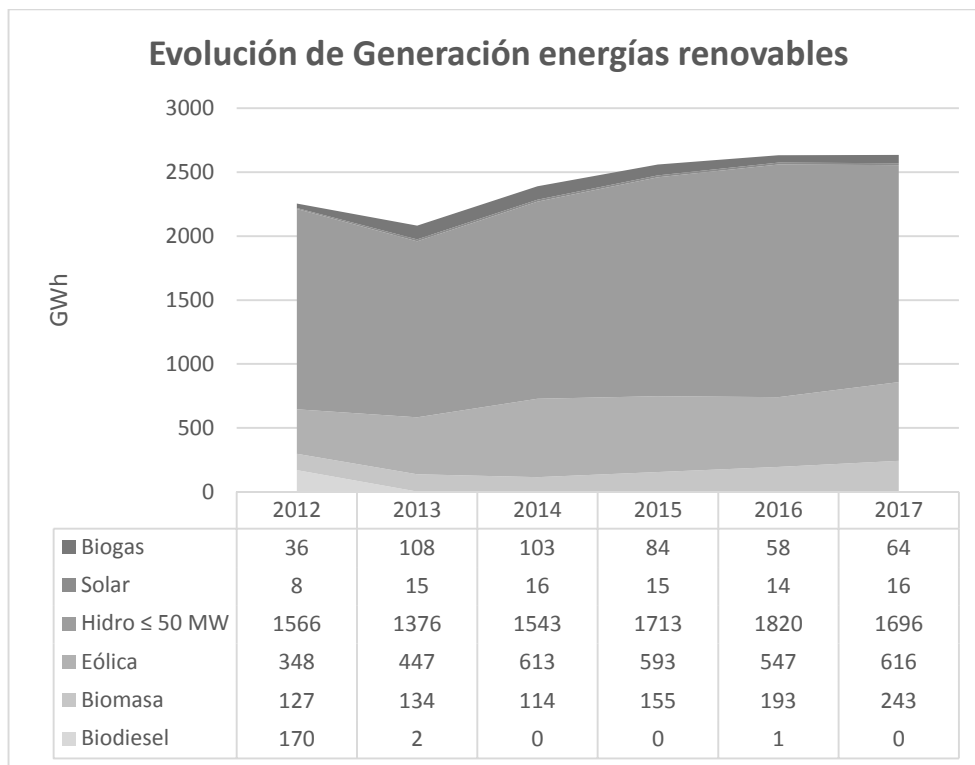
El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2016, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2017:

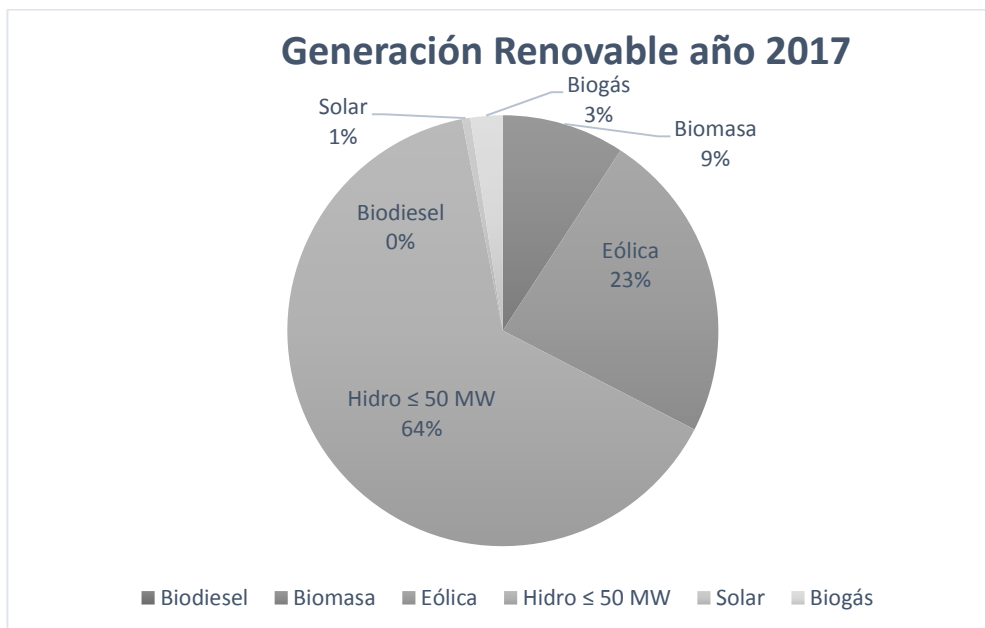


Fuente: Ministerio de Energía y Minería

El 3,3 % de la matriz energética del país corresponde a la generación de energía renovable (incluyendo la generación hidroeléctrica menor o igual a 50 MW). Los siguientes cuadros muestran su evolución en los últimos 6 años, y la composición de la misma en el año 2017:



Fuente: Ministerio de Energía y Minería



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

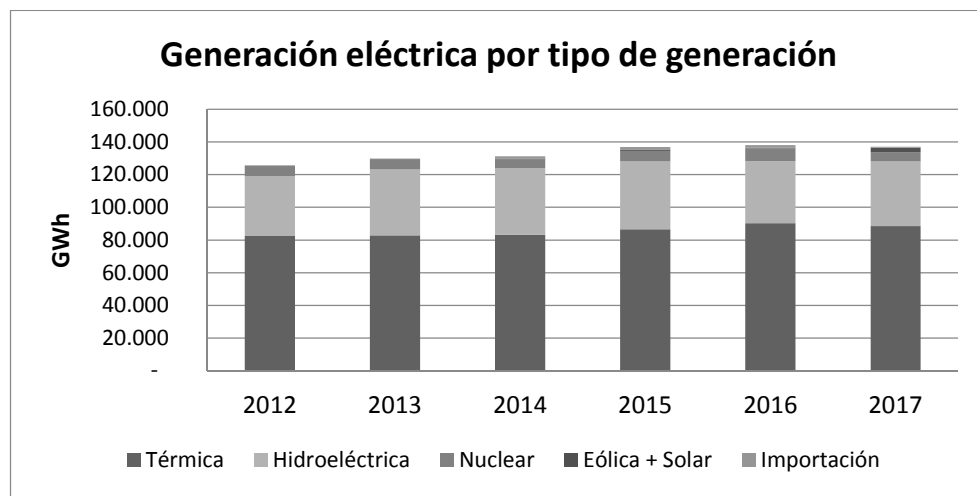
4.1 Mercado eléctrico

Durante el año 2017 se registró una disminución del 0,1% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 136.436 GWh respecto de 136.599 GWh generados en el año 2016.

La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 88.462 GWh (64,8%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 39.584 GWh (29,0%), la nuclear con 5.716 GWh (4,2%) y la generación fotovoltaica y eólica con 2.674 GWh (2,0%).

La generación térmica en el año 2017 fue un 2% menor a la registrada en el año 2016, la hidroeléctrica un 4% mayor y la nuclear registró una disminución del 25%. Asimismo, se registraron importaciones por 734 GWh (50% inferiores al 2016).

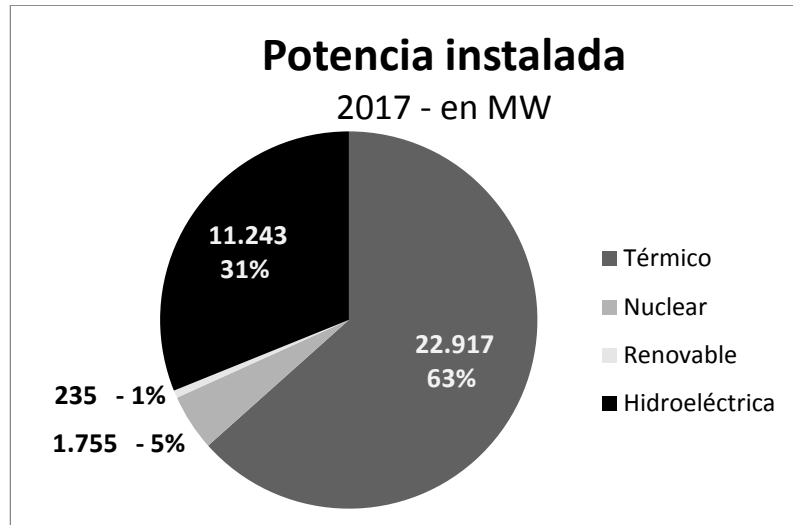
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Durante el año 2017, el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 36.150 MW.

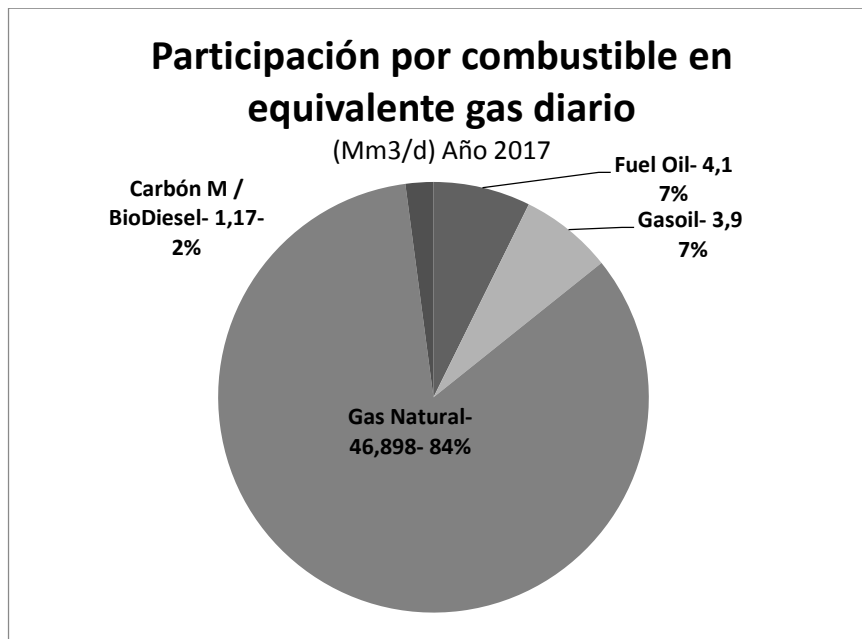
El siguiente cuadro muestra la potencia instalada en Argentina a diciembre del 2017:



Fuente: CAMMESA

Respecto del abastecimiento de combustibles para el sector eléctrico, durante el año 2017 se mantuvo lo estipulado en la Resolución SE N°95/2013, la cual establecía la centralización del aprovisionamiento y despacho de los combustibles en cabeza de CAMMESA.

Durante el año 2017 el consumo de gas natural para generación de energía eléctrica fue superior respecto del año anterior en un 10,09%, debido a una mayor oferta (principalmente en los meses de invierno) y a una menor demanda residencial, lo que permitió una mayor disponibilidad del producto. El consumo de fuel oil y el de gas oil fueron inferiores al año 2016 en un 51% y un 41%, respectivamente. Adicionalmente, el consumo de carbón mineral disminuyó un 10% respecto del año anterior.



Fuente: CAMMESA



Marco Regulatorio – Principales tópicos

Esquema de remuneración vigente para el Mercado de Generación Eléctrica

Res SE 19 E/2017 del Ministerio de Energía y Minería

Con fecha 27 de enero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 19 – E/2017 (Res SE 19 E/17), la cual dispuso un nuevo mecanismo remuneratorio que valoriza la disponibilidad de las unidades de generación. De esta manera, la autoridad buscó adoptar criterios de remuneración con condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de potencia a mediano plazo, estableciendo la posibilidad de que sean trasladados a la demanda. Su entrada en vigencia es a partir del 1 de febrero de 2017, dejando sin efecto el Esquema de Remuneración establecido en la Resolución SEN N° 22/16.

La Res SE 19 E/17 establece que un agente generador, cogenerador y autogenerador del MEM, titular de una central de generación térmica convencional podrá declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada, para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG) por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas, juntamente con las declaraciones estacionales de verano. Las declaraciones de Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) cubrirán lapsos de 3 años, pudiendo diferenciar los valores en distintos períodos estacionales semestrales. Para el año 2017, excepcionalmente, se habilitarán las DIGO para el semestre invernal. Quedan excluidos de estas ofertas los Agentes Generadores del MEM estatales (incluso aquella parte argentina de entidades binacionales) y los Agentes Generadores que hayan comprometido energía o potencia a través de acuerdos específicos.

El esquema de remuneración está denominado en dólares estadounidenses.

Asimismo, para aquellos generadores que posean saldos por los financiamientos del “Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica”, previa cancelación de los créditos ya devengados, la Resolución prevé el repago o devolución de los mismos, descontando de la liquidación mensual hasta 1 U\$S/MWh por MW generado, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento.

Por último, determina también un esquema remuneratorio específico para aquellas centrales que generan energía hidroeléctrica y renovables, así como incentivos para aquellas térmicas que tengan un incremento de la eficiencia energética y mayores gastos de uso por despacho irregular.

La remuneración a los generadores térmicos habilitados se compone de:

- i) Una remuneración por potencia disponible mensual, la cual se subdivide en:
 - a) un precio mínimo asociado a Potencia Disponible Real,
 - b) un precio base según cumplimiento de una DIGO y,
 - c) un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada, recibiendo esta última un adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento.
- ii) Una remuneración por energía generada y operada, la cual será la suma de la Energía Generada y la Energía Operada, la que podrá ser incrementada en función del cumplimiento de los objetivos de eficiencia térmica.

Los valores fijados por la Res SE 19 E /17 para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

i) Remuneración por potencia disponible mensual

a) Precio mínimo de la Potencia

Tecnología / Escala	[U\$S/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050



b) Precio Base para remunerar la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[U\$S/MW – mes]
May 17 – Oct 17	6.000
Nov 17 en adelante	7.000

c) Precio Adicional

Período	[U\$S/MW – mes]
May 17 – Oct 17	1.000
Nov 17 en adelante	2.000

ii) Remuneración por energía generada y operada

- a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, se establecen en la siguiente tabla:

Tecnología/Escala	Gas Natural [U\$S/MWh]
CC – Grande	5,0

- b) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 2,0 U\$S/MWh para cualquier tipo de combustible.

Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

La resolución también abarca remuneraciones para otras tecnologías de generación que no son aplicables a la Sociedad.

A partir de noviembre de 2017 entraron en vigencia las siguientes modificaciones a la Res SE 19/2017, mediante la Nota NO-2017-15482939-APN-SECEE#MEM:

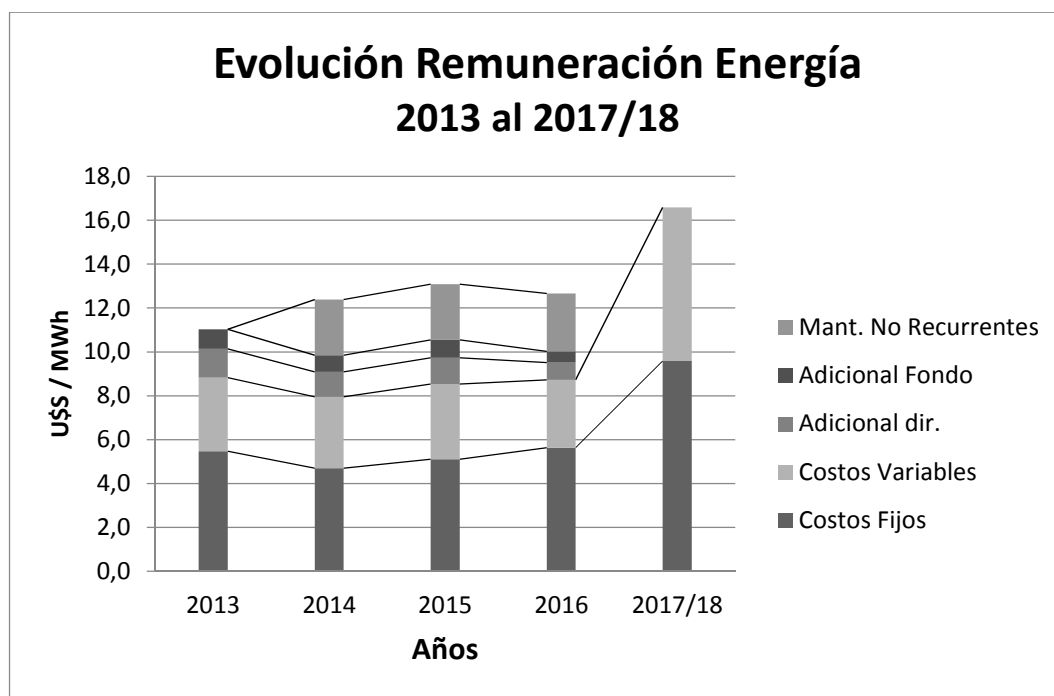
- se podrá efectuar la declaración de DIGO en cada Programación Estacional;
- se podrá optar por el método de control de la DIGO, el cual podrá ser mensual (con un 7.5% de tolerancia) o semestral;
- se establece que el tipo de cambio que debe tomar CAMMESA para el pago de las liquidaciones será el del día anterior a la fecha de vencimiento del documento comercial.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución del esquema de remuneración para la generación térmica desde la sanción de la Res SEN 95/2013. Cabe aclarar que los valores corresponden a centrales térmicas con tecnología similar a la CT ADC (>150MW). Adicionalmente, y a efectos comparativos con la remuneración vigente en US\$ de la Res SE 19 E/2017, i) se han calculado en US\$ al tipo de cambio promedio anual las remuneraciones en pesos establecidas en las Res. SEN 95/13, 529/14, 482/15 y 22/16 y ii) la Remuneración por Potencia establecida en la Res SE 19 E/2017 se ha comparado con la Remuneración de Costos Fijos establecida por las resoluciones anteriores y la Remuneración por Energía Generada y Operada establecida por la Res SE 19 E/2017 con la Remuneración Costos Variables establecida por las resoluciones anteriores.

Concepto	Res. SEN 95/13 (1)	Res. SEN 529/14 (2)	Res. SEN 482/15 (3)	Res. SEN 22/16 (4)	Res. SEN 19/17 (5)
	US\$/MWh				
Remuneración Costos Fijos	5,5	4,7	5,1	5,6	9,59
Remuneración Costos Variables	3,4	3,2	3,4	3,1	7,00
Remuneración Adicional Directa	1,3	1,1	1,2	0,8	-
Remuneración Adicional Fideicomiso (*)	0,9	0,8	0,8	0,5	-
Remuneración Mantenimientos No Recurrentes	-	2,5	2,5	2,6	-
Total	11,1	12,3	13,0	12,6	16,59

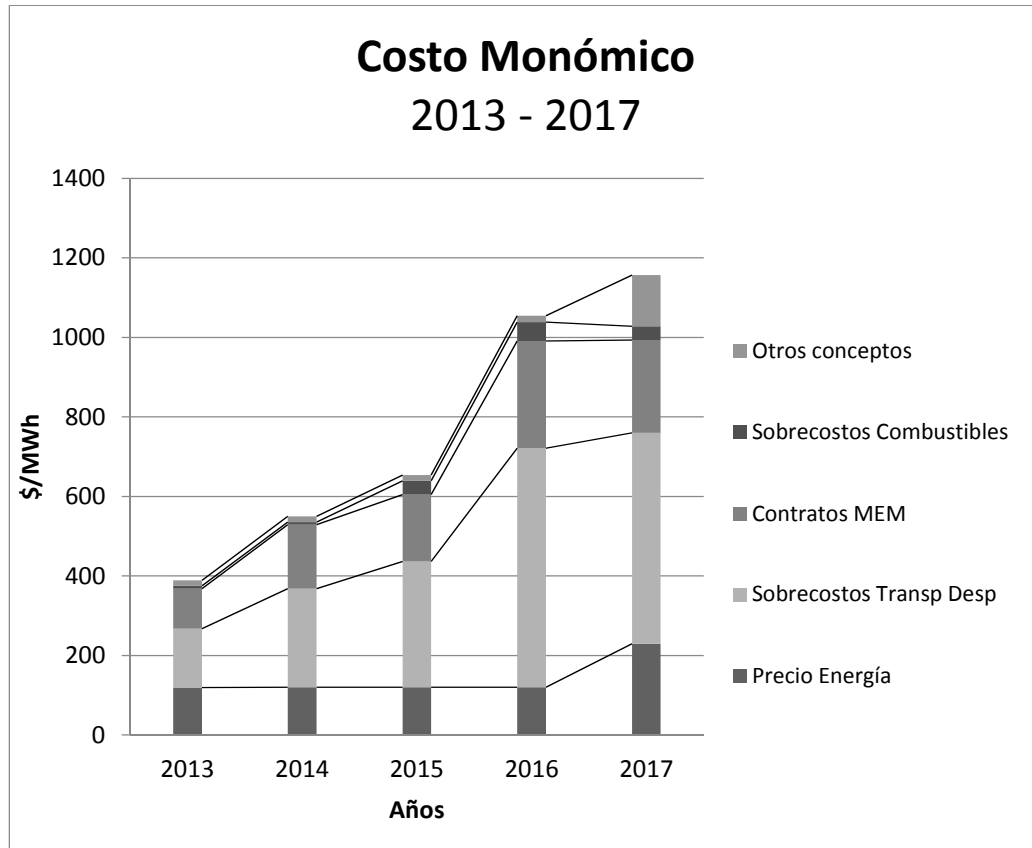
(*) Este concepto se acumula en un Fondo, que aún las generadoras no han percibido.

- (1) Vigente desde febrero 2013 a enero 2014, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.
- (2) Vigente desde febrero 2014 a enero 2015, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.
- (3) Vigente desde febrero 2015 a enero 2016, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.
- (4) Vigente desde febrero 2016 a enero 2017, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.
- (5) Vigente desde febrero 2017, en dólares estadounidenses.



Fuente: CAMMESA en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.

Adicionalmente, el siguiente gráfico muestra el costo promedio anual de la generación de 1 MWh en el sistema eléctrico. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación con combustibles líquidos y otros conceptos.



Fuente: CAMMESA

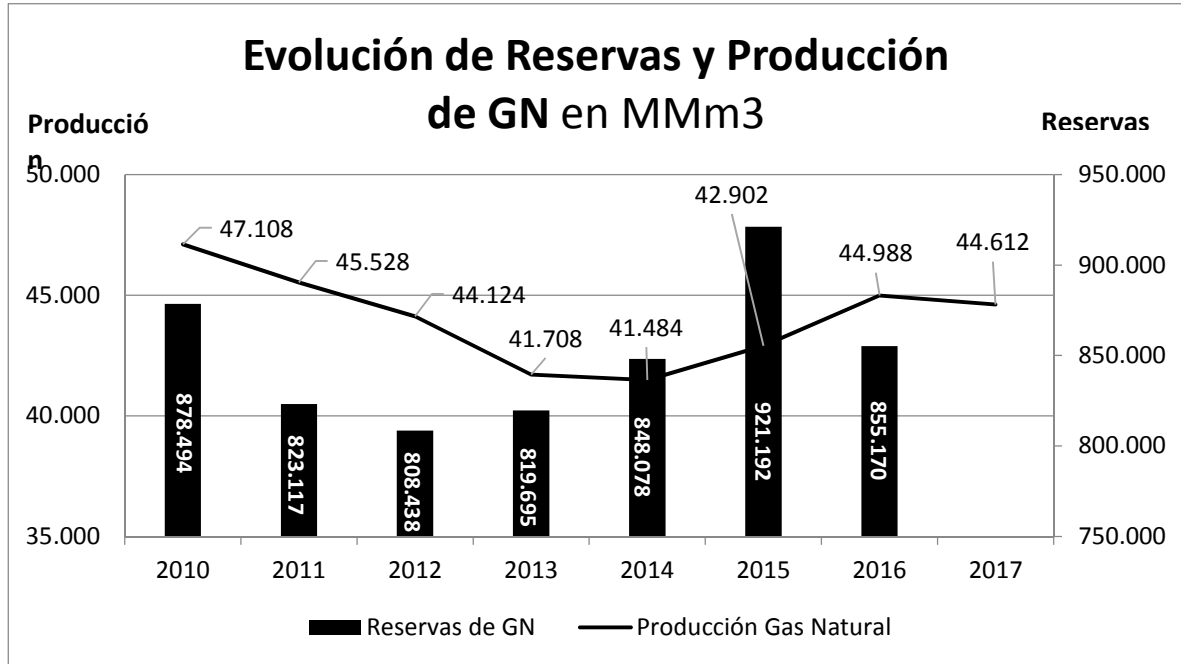
Reconocimiento de los costos de combustibles

La normativa aplicable reconoce los costos de combustible propio valorizándolo al precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al transporte y distribución de gas natural y los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (i) que se trate de costos que a la fecha de vigencia de la resolución estén siendo reconocidos por CAMMESA, y (ii) que se trate de costos que tengan origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la Resolución.

La gestión comercial y el despacho de combustibles para la generación está centralizada en CAMMESA.

4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

Gas Natural



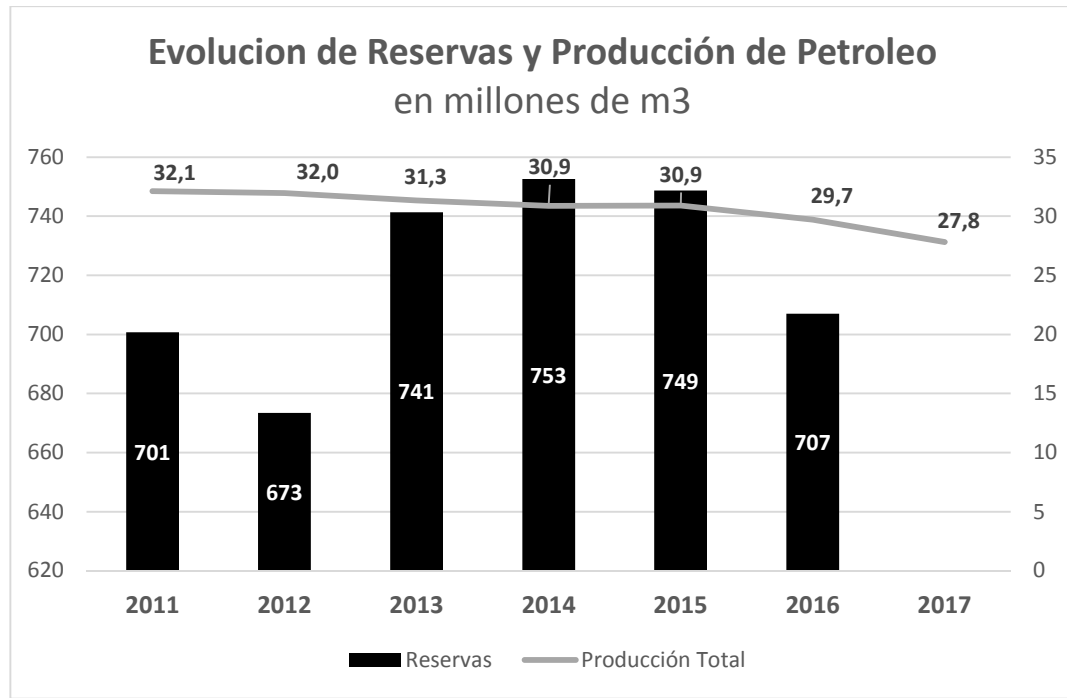
Fuente: Ministerio de Energía y Minería – No hay información disponible de las reservas para el año 2017

En el 2017 la producción total país de gas natural disminuyó a 44.612 millones de m³, representando una disminución del 0,8% respecto de los volúmenes producidos en 2016. La producción de gas no convencional de 2017 se incrementó el 22,2 %, es decir 31,4 millones de m³/día superando los 25,7 millones de m³/día registrados en el año 2016.

Las importaciones de gas natural se incrementaron 1,4 %, 11.088 millones de m³ importados durante el año 2017, mientras que en el año anterior se importaron 10.937 millones de m³, principalmente por el incremento de los volúmenes suministrados por Bolivia.

De acuerdo con la última información anual publicada por el MEyM, al 31 de diciembre de 2016 las reservas totales de gas natural en el país ascendían a 855.170 millones de m³, de las cuales el 39 % correspondían a reservas comprobadas. En comparación con el mismo dato al 31 de diciembre de 2015, las reservas experimentaron una disminución del 7,2%.

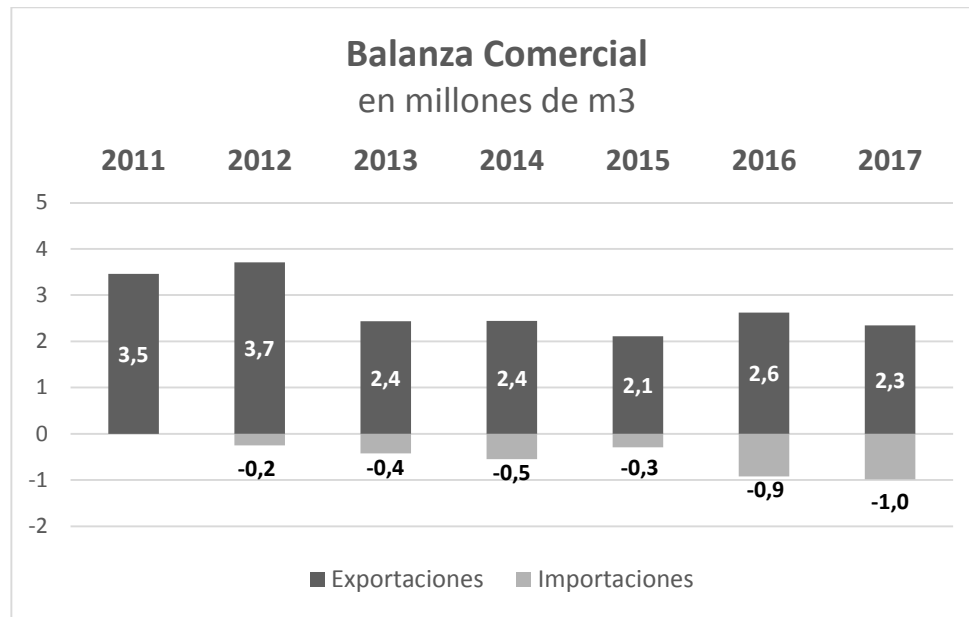
Petróleo



Fuente: MEyM - No hay información disponible de las reservas para el año 2016

De acuerdo con los datos publicados por el MEyM, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2017 fue de 27,8 millones de m³, 6% inferior a la registrada en el 2016, siguiendo la tendencia de los últimos años. Los datos correspondientes a la Cuenca del Golfo San Jorge suponen aproximadamente la mitad de la producción del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 41%.

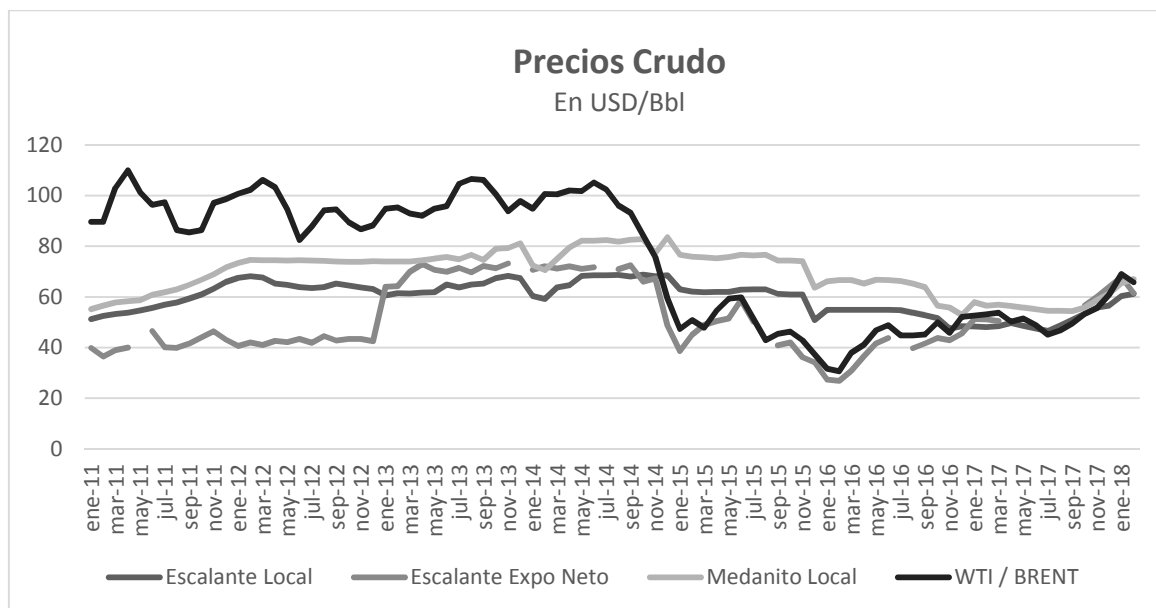
Las reservas totales del país al 31 de diciembre de 2016 ascendían a 707 millones de m³, habiendo registrado un aumento del 0,9% desde el año 2011.



Fuente: MEyM

Durante el año 2017 se importaron aproximadamente 1 millón de m³ de petróleo, un 7,1% superior a lo registrado el año anterior. Las exportaciones disminuyeron un 10,7% respecto del año 2016, habiéndose exportado 2,3 millones de m³ de petróleo, lo cual representa un 8,4% de la producción total del país en el año.

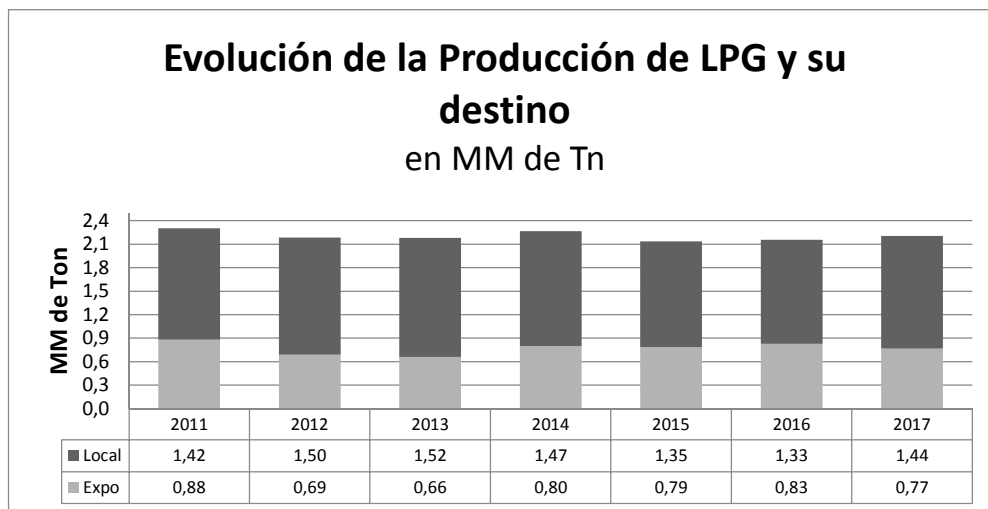
Evolución de los precios del petróleo en la Argentina



Fuente: MEyM

El mayor precio del crudo tipo Medanito respecto del Escalante responde a su mejor calidad y capacidad de procesamiento en las refineries y su consiguiente efecto sobre la demanda.

LPG



Fuente: MEyM

Respecto del año anterior la producción total país de propano y butano aumentó un 2,2% durante el año 2017, llegando a 2,205 millones de Tn/año. El 52% de dicha producción corresponde a Gas Propano, mientras que el 48% restante es Gas Butano, según lo informa el MEyM.

Las exportaciones que habían aumentado un 5,0% entre el 2015 y 2016, registraron una disminución del 7,5% entre 2016 y 2017.

Las ventas en el mercado local representan el 65% del total de la producción del año 2017, mientras que el 35% restante fue exportado principalmente a Brasil, Ecuador y Chile.

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319

Propiedad de los yacimientos

En su redacción original, la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) preveía que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúen los yacimientos en cuestión.

En Argentina, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 27.007 que modifica la Ley 17.319. Entre las principales modificaciones cabe referir que se otorga rango legal a la figura de la concesión de explotación no convencional que había sido creada por el Decreto 929/13. Se establece que el plazo para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una vigencia de 35 años con la posibilidad de prórrogas por plazos de 10 años.

Con la sanción de esta ley, el plazo de las concesiones para explotación convencional se mantiene en 25 años; sin embargo, habilita prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años. Incluso las concesiones actualmente en vigencia y que ya fueron prorrogadas podrán ser



prorrogadas nuevamente. Respecto de los procesos de prórroga ya iniciados por las provincias, la Ley 27.007 previó que las mismas dispondrían de un plazo de 90 días para concluir el proceso de prórroga.

La Ley 27.007 elimina, con efectos hacia el futuro, la posibilidad de que el Estado Nacional y las Provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. Para el caso de áreas reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, la ley permite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina la autoridad concedente.

En relación con las regalías, la ley mantiene la alícuota del 12%, prevista en la Ley 17.319. También mantiene la posibilidad de reducir la alícuota en ciertos casos excepcionales hasta el 5%, y prevé la posibilidad de aumentarla en un 3% (resultando en 15%), y se introduce un tope máximo aplicable del 18% para las prórrogas sucesivas.

Asimismo, la Ley 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos proyectos de inversión que superen los US\$ 250 millones estableciendo que, en ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.

Ley Nacional N° 26.741

Declaración de interés público

El 4 de mayo de 2012 el Congreso Nacional promulgó la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera Nacional, la cual declaró de interés público y como objetivo prioritario, el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos.

Entre otras cuestiones, dicha ley dispuso que el PEN sea la autoridad a cargo para la fijación de las políticas hidrocarburíferas y de arbitrar las medidas para el cumplimiento de los fines establecidos en dicha norma, con el concurso de los estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Gas Natural

Programa Gas Plus

La SEN, a través de la Res. SEN 24/08, creó el denominado "Programa Gas Plus", mediante el cual se generó un esquema de incentivos a la incorporación de nueva producción de gas natural. La Sociedad ha presentado varios proyectos, los cuales han sido aprobados. Las ventas de gas efectuadas por la Sociedad corresponden al Programa Gas Plus.

Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida

A fines de noviembre de 2013 la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas dictó la Res 60/13 que creó un nuevo "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida" (el "Programa") al cual podían solicitar la adhesión empresas que, como la Sociedad, habían tenido una inyección promedio menor a 3,5 millones de m³/día. La solicitud de adhesión al Programa debía ser aprobada por la Comisión. En líneas generales el Programa establece un esquema de compensaciones a pagar sobre los precios de Gas Natural que se aplica en forma escalonada y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa por sobre su inyección base ajustada (inyección base = inyección del período julio a diciembre/13). Los valores de las compensaciones van desde US\$4/MMBTU hasta US\$7,5/MMBTU dependiendo de la inyección por encima de la inyección base. El Estado Nacional abona las compensaciones en forma trimestral en pesos. Las empresas que ingresen al Programa asumen el compromiso de inyectar como mínimo la inyección base ajustada o abonar al Estado Nacional el precio de importación del volumen faltante, que se calcula en base al precio de importación de gas natural licuado durante los seis meses anteriores. El Programa tendrá una vigencia de 4 años con posibilidad de un año de prórroga sujeto a la autorización de la Comisión. Las empresas podían solicitar la adhesión al Programa hasta el 31 de marzo de 2014.

Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería

El Ministerio de Energía y Minería, con fecha 7 de abril de 2016, dictó la Res 41/16, la cual establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para cada cuenca de origen, con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, aplicable a partir del 1 de abril de 2016. El precio vigente para la Cuenca Neuquina es de US\$/MMBTU 5,53.

Resolución 46-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Res 46-E/2017, mediante la cual crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (el “Programa”), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

El Programa tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Podrán adherir al presente Programa las empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberán estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras. Estas deberán además contar con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial y con la conformidad de la Secretaria de Recursos Hidrocarbúricos para ser incluidas en el Programa.

La compensación se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno) y el precio mínimo.

El precio mínimo será:

7,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2018,
7,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2019,
6,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2020, y
6,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2021.

El pago de la primera compensación bajo el programa se efectuará el mes posterior a aquél en que se efectúe la solicitud o el mes de enero de 2018, lo que sea posterior. Sin perjuicio de ello, aquellas empresas participantes del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida", creado por la Res 60/13 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúrica, que adhieran al presente programa, podrán recibir compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente a aquél en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al Programa. A los efectos de las compensaciones correspondientes al año 2017, se utilizará como precio mínimo el establecido en el presente programa para el año 2018. Asimismo, para el cálculo del precio efectivo durante el año 2017 para dichas empresas se considerará el precio de la inyección excedente previsto en la Res 60/13.

Resolución 419-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 1 de noviembre de 2017 se dictó la Res 419-E / 2017 que modifica la Res 46-E / 2017, estableciendo un nuevo Anexo I que modifica las bases y condiciones del Programa.

Definiciones:

1. Gas No Convencional: gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactas de baja permeabilidad y porosidad (Tight Gas o Shale Gas).
2. Concesiones Incluidas: Son aquellas concesiones que producen Gas No Convencional, ubicadas en la cuenca Neuquina.
3. Producción Inicial: Producción de Gas No Convencional media mensual para el período julio 2016 / junio 2017.
4. Producción Incluida:



- a. Para aquellas concesiones cuya Producción Inicial sea menor a 500.000 m³/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
 - b. Para aquellas concesiones cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m³/d, es la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional, descontando la Producción Inicial.
5. Precio Mínimo:
 - o 2018: 7,50 U\$S/MMbtu.
 - o 2019: 7,00 U\$S/MMbtu.
 - o 2020: 6,50 U\$S/MMbtu.
 - o 2021: 6,00 U\$S/MMbtu.
 6. Precio Efectivo: Precio promedio mensual ponderado por el volumen total de ventas de gas natural en Argentina (será publicado por la SE).
 7. Compensación Unitaria: Resultado de Restar el Precio Efectivo del Precio Mínimo (cuando dicha diferencia sea mayor a cero).
 8. Pagos provisorios: pago del 85% de la compensación (calculada con las proyecciones de las empresas), para el mes anterior.

No se considerarán concesiones que en su plan de inversión no alcancen una producción media anual (12 meses consecutivos) antes del 31 de diciembre de 2019 de 500.000 m³/día. De no alcanzar los 500.000 m³/día ser deberán reintegrar los montos de compensación recibidos, actualizados con una tasa de interés (tasa activa promedio del Banco Nación para operaciones de descuentos comerciales). La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos podrá solicitar un seguro de caución para garantizar el reintegro de la compensación.

- Se deberá presentar esquema de medición y producción independiente.
- El pago de la primera compensación será el correspondiente al mes posterior al que la empresa haya presentado la solicitud o el mes de enero de 2018, el que fuese posterior.
- Comienzo Anticipado Plan Gas II:
 - o Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
 - o Para el año 2017 se utilizará el precio mínimo del año 2018.
 - o El precio efectivo, para el año 2017, será el precio de la inyección excedente que corresponda.
- Pagos:
 - o Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
 - o Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
 - o La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitirá una orden de pago antes del último día hábil del mes siguiente al de la inclusión de la empresa.
 - o Dentro de los 20 días del mes posterior al que se emita la orden de pago se deberá presentar una declaración jurada, certificada por auditores independientes de la Producción Incluida.
- Control de los volúmenes de Producción:
 - o Volúmenes correspondientes a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos enviará al ENARGAS los volúmenes de producción incluida presentados por las empresas y éste verificará los volúmenes de inyección.
 - o Puntos previos a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos verificará los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas instalado conforme Resolución 318/2010.

Petróleo

Precios en el mercado interno

En el mercado interno, la venta del petróleo se realiza a los precios negociados entre las empresas productoras y las refinerías de petróleo, a las cuales les venden el petróleo crudo. Tales precios son establecidos teniendo en consideración la cotización vigente del Brent, los precios minoristas de combustibles en surtidor y productos derivados, los escenarios futuros de precios, además de las disposiciones y requerimientos establecidos por el gobierno.



A partir del 1º de enero de 2017 un grupo de empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, donde se fijaron los precios de venta del Crudo Escalante y Medanito para el transcurso del año 2017. La Sociedad, al igual que otras productoras de petróleo pesado, no firmó el mencionado acuerdo, por lo que continuó negociando los precios de venta libremente según los lineamientos previamente mencionados.

Con fecha 22 de septiembre de 2017 mediante una nota del Ministerio de Energía y Minería, se estableció que a partir del 1 de octubre de 2017, los compromisos establecidos en el mencionado Acuerdo quedaron suspendidos, por lo que cada empresa puede negociar libremente los precios dentro del mercado de los hidrocarburos, existiendo libertad para la importación y exportación de crudo, siempre que el mercado se encuentre abastecido.

Derechos de Exportación

La Resolución 1077/2014 del Ministerio de Economía y Finanzas del 29 de diciembre de 2014 define al precio internacional (PI) del petróleo crudo como el precio del Brent menos 8 US\$/bbl, y la alícuota nominal del derecho de exportación en función del PI del petróleo crudo. Siempre que el PI del crudo no supere los 71 US\$/bbl, la alícuota vigente será del 1%, mientras que cuando el PI del crudo supere los 71 US\$/bbl, la norma define una fórmula polinómica $[(PI - 70)/70 \times 100]$, que servirá para aplicar retenciones variables.

A partir del 7 de enero de 2017, quedó sin efecto la aplicación de los derechos de exportación, habiendo perdido vigencia la Ley 26732 que prorrogó por el término de 5 años el cobro de los derechos de exportación a partir del 7 de enero de 2012.

GLP

Ley 26.020 y Res SEN 168/05

El marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP ha sido aprobado por el Congreso de la Nación mediante la Ley 26.020. Dicho marco regulatorio tiene por objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes. Asimismo, se ha fijado una política general en la materia, estableciendo objetivos precisos para la regulación de la industria y comercialización de GLP, todos ellos tendientes a mejorar la competitividad del mercado y ampliar el desarrollo de la industria del GLP, incentivando la eficiencia del sector y garantizando la seguridad en la totalidad de las etapas de la actividad, con una adecuada protección de los derechos de los usuarios, sobre todo en la fijación de los precios.

La Ley 26.020 alcanza a la totalidad de la cadena productiva del GLP, es decir a las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenaje, distribución, servicios de puerto y comercialización de GLP en todo el territorio de la Argentina.

Respecto de la regulación propia de la actividad de producción, cabe destacar que el artículo 11 de la Ley 26.020 ha consagrado la libertad de la actividad de producción, es decir, que la producción de GLP bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas es libre: se podrá disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro requisito que el cumplimiento de la Ley 26.020, su reglamentación y las normas técnicas pertinentes.

Asimismo, la Ley 26.020 autoriza la libre importación de GLP sin otro requisito que el cumplimiento de dicha ley y sus normas reglamentarias y complementarias, y sin necesidad de autorización previa. Por lo contrario, la exportación de GLP solamente será libre una vez garantizado el volumen de abastecimiento interno, debiendo en cada caso mediar autorización del PEN.

Por medio de la Res SEN 168/05 se establece que quienes deseen realizar operaciones de exportación deben registrarse ante la dirección de gas licuado de petróleo, dependiente de la Subsecretaría de Combustibles, para su aprobación, y los interesados en exportar GLP deberán demostrar que la demanda de toda la cadena comercial está debidamente satisfecha mediante el mecanismo establecido en dicha resolución.

La Autoridad de Aplicación de la Ley 26.020 es la SEN, quien debe ejecutar y velar por el cumplimiento de los objetivos de la regulación de la industria y comercialización del GLP establecidos por dicha ley, dictando las normas que resulten necesarias a tal efecto.



Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015

En marzo 2015, se publicó el Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015, a través de los cuales se discontinúa el Programa “Garrafa para Todos”, vigente desde el año 2009 y se crea en su reemplazo el Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)” por medio del cual se modifica el esquema de aportes de volumen de Propano y Butano, régimen de subsidios y de precios máximos vigentes. La Sociedad participó de dichos programas.

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizaron en abril de 2018 (Disp. 5/2018). Los nuevos precios quedaron establecidos en \$/tn 5.416 para el butano y \$/tn 5.502 para el propano, manteniéndose las compensaciones en \$/tn 550 y \$/tn 200 para el butano y el propano, respectivamente.

Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido

Desde el año 2002 se han firmado con los productores de gas Propano, “Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido” para Redes, que tienen por objeto asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento del Gas Propano para las Redes de distribución, que actualmente funcionan en la República Argentina.

Los mismos contemplaron, hasta diciembre de 2015, la percepción directa de parte del receptor del volumen del acuerdo la suma de \$ 300/tn. La diferencia entre este valor y el precio denominado “Export Parity Local” publicado por la SEN se cobra a través de un certificado de crédito fiscal y/o efectivo de parte de la autoridad de aplicación.

Las entregas realizadas entre el 1 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015 no fueron cobradas por medio de certificado fiscal, sino por medio de la emisión de instrumentos de deuda pública (BONAR 2020 US\$). La Sociedad debió adherirse como Empresa Beneficiaria de dicho programa, creado por medio del Decreto 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 20 de mayo de 2016.

Los precios percibidos por las empresas se actualizaron en octubre de 2016 (Res 212/2016) marzo de 2017 (Res 74-E/2017) y en noviembre de 2017 (474-E/2017) determinándose para entonces precios de \$/tn 1.941 para usuarios residenciales.

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el “Décimo Sexto Acuerdo de Prorroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un “Porcentaje de Adecuación” igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios.

5. Medio Ambiente

La estrategia de la Sociedad continúa basándose en el desarrollo sustentable, la preservación del medio ambiente y el cumplimiento de la legislación aplicable, por lo que anualmente propone acciones para las que asigna recursos y asegura el seguimiento para lograr los objetivos propuestos. Esto se realiza a través del desarrollo anual de un dinámico Plan de Gestión Ambiental donde se prevén todas las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia.

Este Plan de Gestión se lleva a cabo bajo el estándar ISO 14001, norma de administración ambiental internacional que exige el compromiso de mejorar el medio ambiente en forma permanente y cumplir con la normativa aplicable al respecto. El Sistema de Gestión Ambiental (“SGA”) elaborado con este propósito fue implementado y certificado en el yacimiento de petróleo y gas de Agua del Cajón y en la Planta de GLP en el año 2000 mientras que en la Central Térmica Agua del Cajón se logró su certificación en el año 2001.

Desde la fecha de certificación hasta hoy, Capex renovó a lo largo del tiempo la certificación de su sistema de gestión ambiental conforme a la norma ISO 14001 (en sus versiones 1996 y 2004). A partir del año 2015, con la emisión de la nueva norma ISO 14001, se comenzaron los trabajos para la adecuación a los requisitos de ésta, logrando la certificación en diciembre del año 2017 para la Central Térmica Agua del Cajón, y en enero de 2018 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP.



Mediante la aplicación del SGA, Capex se esfuerza constantemente por mejorar su performance ambiental, para lo cual:

- (i) mantiene bajo control todos los aspectos ambientales significativos de las actividades, productos o servicios de las áreas operativas, teniendo en cuenta los intereses de terceros y legales
- (ii) fija objetivos y metas ambientales, analizando el contexto así como los riesgos y las oportunidades que el mismo le presenta
- (iii) monitorea en forma permanente los indicadores claves de cada área operativa. Algunos de ellos están asociados al monitoreo mensual de los recursos agua, suelo, aire y otros son de proceso tales como residuos generados vs. energía equivalente generada; residuos generados vs. residuos reutilizados; volumen de suelos afectados vs. derrames. Estos indicadores dan cuenta del desempeño ambiental y del gerenciamiento de los recursos.

Asimismo, la Sociedad es auditada por entes públicos (ENRE), ya sea por sí mismos o por empresas habilitadas y contratadas para tal fin. Dichas auditorías monitorean el funcionamiento del sistema de gestión que pauta cada operación, la definición y cumplimiento de responsabilidades y demás compromisos asumidos en los sistemas de gestión de las distintas actividades.

Adicionalmente, la Sociedad cuenta con un sistema de gestión de calidad del laboratorio de la Planta de GLP certificado bajo la norma ISO 9001 y lo mantiene a lo largo del tiempo.

Con el desarrollo de la fase IV del proyecto de generación de energía eléctrica se logró un importante avance en materia de medio ambiente debido a la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y NOx. Alcanzado dicho objetivo, la Sociedad calificó bajo *"The United States Initiative on Joint Implementation (USJI)"* como reductor de emisiones de efecto invernadero y el reconocimiento de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta.

En mayo de 2006, la Sociedad solicitó el registro del proyecto en la Junta Ejecutiva de las Naciones Unidas. La solicitud no fue aceptada por esa organización en noviembre de 2006. La causa esgrimida para el rechazo fue que la construcción del proyecto fue anterior al 1° de enero de 2000, no cumpliendo así con la especificación del párrafo 4 de la decisión 7/CMP1 que forma parte de los procedimientos para la aprobación de proyectos.

Para la Sociedad, esta razón es de manifiesta arbitrariedad ya que la especificación mencionada establece que la fecha de comienzo de la actividad del proyecto debe ser posterior al 1° de enero de 2000, entendiéndose por "fecha de comienzo" el tiempo en el cual la implementación o construcción o acción real de la actividad del proyecto comenzó y pueda ser documentada. La Sociedad eligió (ya que la norma lo permite) utilizar para la calificación la "acción real" del proyecto, materializada con la puesta en marcha comercial el 17 de enero de 2000.

Un pedido de reconsideración fue presentado en el mes de febrero de 2007, el que fue rechazado por la Junta Ejecutiva. En junio de 2009 la Sociedad presentó una nueva nota requiriendo a la Junta Ejecutiva que, en el caso de implementarse un procedimiento de apelación para proyectos rechazados por ella, dicho procedimiento fuera aplicable tanto para los nuevos rechazos como para aquéllos previos a su implementación.

La Sociedad continúa a la espera de que se dicte una norma que contemple la posibilidad de apelar.

Durante el presente ejercicio se continuó con la rutina de análisis periódicos de gases de escape con el objeto de cumplir con las normativas vigentes y monitorear su incidencia en el medio ambiente. El indicador de emisiones de NOx es uno de los que se relevan de manera periódica, dando resultados por debajo de los límites que marcan las reglamentaciones vigentes. En lo que respecta a la emisión de efluentes líquidos, se ha cuidado su disposición final de manera de cumplir con la reglamentación vigente y mitigar su impacto sobre el medio ambiente, además de llevar un indicador relacionado con el volumen generado anualmente. También se realizaron estudios para evaluar la performance de lo que se tiene instalado a la fecha con relación a gestión de efluentes.

Adicionalmente, en el área Agua del Cajón, en el año 2014 se inició un plan de reforestación que se ha mantenido a la fecha y en virtud del cual se han logrado rehabilitar sectores impactados por la actividad hidrocarburífera en una superficie total de 7 hectáreas. Esto resulta posible a través de la implantación de especies nativas adaptadas y cuidadas de forma tal que soporten el clima de la estepa patagónica. En virtud de los logros obtenidos, se prevé continuar con esta misma metodología.

Asimismo, a lo largo de los años se han ido incrementando las mejoras relacionadas con la gestión de residuos, contando en la actualidad con sistemas de tratamiento in situ que permiten reducir los impactos asociados al transporte y poder controlar de mejor manera la aplicación de las medidas de control necesarias para el tratamiento. Ejemplos de esto son



la reciente gestión de los residuos de cutting y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales y racionalizar el consumo de energía adoptado en su política ambiental, Capex ha realizado modificaciones en la planta Central Térmica Agua del Cajón que permitieron minimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, así como también restar el consumo de energía eléctrica consumido por auxiliares.

Respecto de Hychico, desde mayo de 2012 el PED logró la certificación de la Norma ISO 14001, siendo el primer parque eólico del país en conseguir este logro, la cual aún mantiene, siendo el ente certificador IRAM. Hychico tiene como objetivo realizar la adecuación a la nueva versión 2015 de la norma, con el objetivo de certificar bajo la misma en julio de 2018.

6. Sistemas y Comunicaciones

La Sociedad cuenta con sistemas de información que permiten lograr la adecuada registración de todos los hechos económicos ocurridos en la misma, permitiendo un adecuado nivel de control interno y brindando información oportuna y confiable.

En el transcurso del ejercicio se actualizaron las herramientas de Correo electrónico y de Chat interno de la organización.

Se implementó la nueva solución para los sistemas de Liquidación de Haberes así como las de Control Comercial y de Documentación de contratistas, según lo planificado en el año anterior.

Se llevó a cabo un proceso de simplificación en la codificación de los roles de JDEdwards que redundaba en una mejor administración de los mismos. Se dio inicio a la migración a la nueva versión de JDEdwards, la cual se estima tener implementada durante el primer trimestre del próximo ejercicio.

Para la incorporación de la operación de las áreas de Loma Negra y la Yesera se llevó a cabo la implementación de nuevos circuitos administrativos, comerciales y operativos a fin de cumplir con los requerimientos legales y societarios.

Durante el ejercicio 2018–2019 la Sociedad se focalizará en la implementación de las nuevas soluciones para la Gestión de Equipos de Perforación y Plantas y la incorporación de una herramienta de Gestión de Seguridad para un mejor análisis de segregación de funciones en JDEdwards.

Adicionalmente, se realizará una ampliación en la tecnología de Seguridad Informática mediante la implementación de un “Sandbox” (entorno de pruebas separado) que permite analizar y ejecutar pruebas en forma segura sobre aquellos archivos sospechados de contener código malicioso.

7. Recursos Humanos

Durante el ejercicio la Sociedad se ha focalizado en el desarrollo de acciones vinculadas con los siguientes lineamientos estratégicos:

Fortalecimiento de habilidades de liderazgo y competencias críticas para el negocio:

- Implementamos la segunda edición del Programa de Desarrollo Gerencial IAE, en el cual nos focalizamos en Aprendizaje y Cambio Personal, Gestión de la Diversidad, Comunicación, Compromiso y Motivación, Formación de Colaboradores y Desarrollo de Equipos. Se generaron planes de acción que permitirán optimizar la dinámica de los equipos y aspectos claves para el desarrollo del liderazgo y del negocio
- Continuamos con la realización de Programas Focalizados, orientados a cubrir necesidades de desarrollo, identificadas en los niveles de mandos medios y gerenciales.
- Avanzamos con el desarrollo de Programas de Formación de Supervisores en los yacimientos.
- Concluimos la implementación del Programa de Formación para Analistas de las áreas administrativas, cuyo objetivo fue el desarrollo y fortalecimiento de competencias claves para la organización y la profundización del conocimiento del negocio.
- Dentro del Programa de Formación de Analistas, se trabajó en la identificación de mejoras de procesos y circuitos administrativos que se encuentran en proceso de implementación.

Impulsar el cambio y el alineamiento organizacional:



- Continuamos con la realización de proyectos de mejora continua. A partir de la experiencia desarrollada en los sectores operativos y de producción, con la utilización de la metodología Lean y Six Sigma, identificamos oportunidades de mejora de procesos en las áreas de Administración, con la participación de un equipo interdisciplinario, concluyendo con la implementación del módulo de Generación de Información Financiera Contable, dentro del cual se identificaron oportunidades de mejora en los tiempos de entrega y calidad de la información.
- Trabajamos en la generación de herramientas de inducción y alineamiento para el proceso de toma de la Operación de las áreas Loma Negra y La Yesera.

Contar con una organización sustentable:

- Continuamos trabajando en la estrategia de sucesión de puestos críticos definiendo acciones para el mediano / largo plazo, identificando puestos claves y mapas de sucesión que se implementarán con un cronograma definido.
- Se continuó con los programas de Salud Ocupacional.

Atracción y retención del talento:

- Contamos con un estricto proceso de reclutamiento procurando integrar en la compañía los mejores perfiles que acompañen su cultura, generando también oportunidades al personal propio a través de la publicación de búsquedas internas.
- Respecto del proceso de Búsquedas Internas, a fin de garantizar la transparencia e igualdad de oportunidades a todos los empleados, se comunicaron a todo el personal las posiciones vacantes en el proceso de take over de los nuevos yacimientos.
- Continuamos con la implementación del proceso de identificación de talentos internos y la puesta en marcha de Planes Individuales de Desarrollo para su crecimiento, focalizado en competencias críticas.

Afianzar las relaciones laborales dentro de un entorno productivo positivo:

- Mantenemos relaciones y negociaciones abiertas con los distintos actores - Sindicatos, Autoridades Provinciales y Nacionales, Intendencias - que operan en la Cuenca de Neuquén, con el fin de asegurar el mantenimiento de la paz social en un entorno cambiante y desafiante. Nuestro objetivo es no afectar la producción ni impactar negativamente el ámbito del trabajo de nuestros colaboradores y contratistas, garantizando la concreción de los planes de inversión comprometidos.
- En el año que pasó, firmamos el Convenio Colectivo de Trabajo con APUAYE (Asociación del Personal Universitario del Agua y la Energía)

Nuestros profesionales participan de programas de actualización profesional y foros de la especialidad tanto nacionales como en el exterior.

Para el mediano plazo, y en función de los cambios en los cuales está involucrada la Sociedad, continuaremos con el fortalecimiento y adquisición de competencias críticas para el desarrollo sostenido de nuestros negocios, y la consolidación de un modelo de liderazgo que conduzca al éxito del mismo, promoviendo acciones innovadoras y sustentables.

La mejora organizacional, el sostenimiento de un clima interno de excelencia y la eficiencia productiva continúan siendo ejes centrales para direccionar acciones en los próximos años.

Mantenemos nuestro compromiso de fortalecer la relación con los principales actores sociales y sindicales, promoviendo acciones que aseguren la paz social.

8. Situación Financiera

La situación financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2018 está estructurada de la siguiente forma:

Cifras en \$miles

Deuda bancaria y financiera	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (ON)	(195.344)	(6.162.000)	(6.357.344)
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la CT ADC	(56.647)	(58.402)	(115.049)
Corporación Interamericana de Inversiones (CII)	(16.624)	(49.296)	(65.920)
Comisiones, gastos a devengar y garantías	8.811	44.198	53.009
Total	(259.804)	(6.225.500)	(6.485.304)



Cifras en \$miles

	Inversiones	Corriente	No corriente	Total
Plazos fijos		217.315	-	217.315
LETES 2018		495.100	-	495.100
Fondos comunes de inversión		3.409.989	-	3.409.989
BONAR 2020		137.353	-	137.353
Cuenta remunerada		347.277	-	347.277
Total		4.607.034	-	4.607.034

Cifras en \$miles

	Posición neta	Corriente	No corriente	Total
Total		4.347.230	(6.225.500)	(1.878.270)

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

9. Resultados del ejercicio

El siguiente cuadro resume los índices consolidados obtenidos durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con el ejercicio anterior:

Indíces	30.04.2018	30.04.2017
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo)	0,62	0,62
Endeudamiento (Pasivo / Patrimonio Neto)	1,60	1,61
Liquidez corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	4,15	0,56
Prueba ácida (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	4,15	0,56
Razón del patrimonio al activo (Patrimonio neto / Activo total)	0,38	0,38
Razón de inmovilización de activos (Activo no corriente / Activo total)	0,63	0,76
Rentabilidad del activo o económica (Utilidad bruta / Activo total)	0,18	0,21
Rentabilidad del patrimonio o financiera (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	0,49	0,65
Rentabilidad ordinaria de la inversión (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	0,72	1,12
Apalancamiento financiero (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	2,72	3,10
Rotación de activos (Ventas / Activo total)	0,28	0,31

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas
Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fason de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

(1) Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CAMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CAMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa “Gas Plus”, Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m³ vendidos, pasando de 75.872 m³ al 30 de abril de 2017 a 98.003 m³ al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del “Programa Propano Sur”.

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,
- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- a) los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,



- b) las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- c) las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- d) el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
- Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.



- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el periodo aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por U\$S 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.
- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

10. Propuesta del Directorio

En cumplimiento de las disposiciones estatutarias y legales vigentes, el Directorio de la Sociedad cumple en someter a vuestra consideración la presente Memoria, Inventario, Informe de los Auditores Independientes, Informe de la Comisión Fiscalizadora, Informe del Comité de Auditoría y los Estados Financieros individuales y consolidados, correspondientes al ejercicio trigésimo iniciado el 1º de mayo de 2017 y finalizado el 30 de abril de 2018.

El resultado integral del ejercicio arrojó una ganancia de \$ 2.258.882.392, constituido por i) el Resultado neto ganancia por \$ 695.702.673, y ii) Otros resultados integrales ganancia provenientes del revalúo del rubro Propiedad, Planta y Equipo por \$ 1.563.179.719. Conforme a las normas aplicables los Otros resultados integrales forman parte de la Reserva por revaluación de activos.

Al cierre del ejercicio los resultados no asignados ascienden a una ganancia de \$ 864.732.163 (la suma del Resultado neto ganancia por \$ 695.702.673 y la desafectación del cargo por amortizaciones de los bienes revaluados por \$ 169.029.490).



El Directorio propone que los Resultados no asignados ganancia que ascienden a \$ 864.732.163 sean transferidos a la Reserva Facultativa para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

Los logros obtenidos son fruto de un gran esfuerzo. Por eso, a todos los involucrados: clientes, bancos, proveedores, accionistas y a nuestro personal, un especial agradecimiento.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de julio de 2018

EL DIRECTORIO

**ANEXO IV del Capítulo I del Título IV – Régimen Informativo Periódico de las Normas (N.T.2013 y mod.)
CODIGO DE GOBIERNO SOCIETARIO**

<p>PRINCIPIO I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS</p>		
<p>Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas. Norma o política interna de autorización de transacciones entre partes relacionadas. Explicitar los principales lineamientos de la norma o política interna.</p>		
	Cumple	<p>Todas las operaciones de monto relevante que Capex realice con todas aquellas personas físicas y/o jurídicas que, de conformidad con lo establecido en el art. 72 de la Ley de Mercado de Capitales 26.831 (“LMC”), sean consideradas “partes relacionadas”, deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo que se desarrolla bajo la coordinación del Departamento de Legales y que involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría (según el caso).</p> <p>Asimismo, en cumplimiento de lo dispuesto en la LMC, todas las operaciones de monto relevante que Capex celebra con sus partes relacionadas son informadas de inmediato bajo la modalidad de “hecho relevante”.</p> <p>Finalmente, tanto los estados financieros individuales como los consolidados detallan las operaciones y saldos de Capex con sus partes relacionadas.</p>
<p>Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés. Claras políticas y procedimientos específicos de identificación, manejo y resolución de conflictos de interés que pudieran surgir entre los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea y síndicos y/o consejeros de vigilancia en su relación con la Emisora o con personas relacionadas a la misma. Descripción de los aspectos relevantes de las mismas.</p>		
	Cumple	<p>La Sociedad cuenta con un Código de Conducta que establece que sus directores, gerentes y empleados deben evitar todo potencial o presente conflicto de intereses (los propios con los de la Compañía).</p> <p>En la medida que algún director, gerente o empleado de la Compañía se encuentre frente a una situación que le puede generar un conflicto de interés al estar directa o indirectamente relacionado con el tema a tratar, el mismo debe ser informado a su superior inmediato, quien le dará al tema el tratamiento correspondiente liberando al afectado de dicha tarea/responsabilidad.</p> <p>En caso de presentarse una situación de conflicto de intereses, deberá arbitrar tal decisión con un tercero que no esté condicionado.</p>
<p>Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.</p> <p>Responder si: La Emisora cuenta, sin perjuicio de la normativa vigente, con políticas y mecanismos asequibles que previenen el uso indebido de información privilegiada por parte de los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea, síndicos y/o consejeros de vigilancia, accionistas controlantes o que ejercen una influencia significativa, profesionales intervinientes y el resto de las personas enumeradas en los artículos 7 y 33 del Decreto N° 677/01. Hacer una descripción de los aspectos relevantes de las mismas.</p>		
	Cumple	<p>El Código de Conducta establece que los Directores, gerentes y empleados deben evitar transacciones personales/proprias en materia accionaria, financiera, estratégica que se basen en información material, de no conocimiento público y conocida por el desempeño de sus funciones. Toda transacción entre compañías relacionadas debe efectuarse con la participación/aprobación de los sectores responsables involucrados, en condiciones de transparencia y buenas prácticas de negocios.</p>

<p>PRINCIPIO II. SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA</p> <p>El marco para el gobierno societario debe:</p> <p>Recomendación II. 1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.</p> <p>Responder si:</p> <p>II.1.1 el Órgano de Administración aprueba:</p> <p>II.1.1.1 el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales,</p>		
	Cumple	El Directorio con fecha 17/04/2018 aprobó el plan de negocio y presupuesto para el ejercicio 2018-2019.
<p>II.1.1.2 la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación,</p>		
	Cumple	El Directorio con fecha 17/04/2018 aprobó la política de inversiones y financiación para el ejercicio 2018-2019
<p>II.1.1.3 la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario)</p>		
	Cumple	El Comité de Auditoría revisa y controla el CGS. Una vez confeccionado se somete a votación del Directorio.
<p>II.1.1.4 la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea,</p>		
	Cumple Parcialmente	<p>La selección de Gerentes de primera línea es el resultado de una tarea conjunta entre Director Ejecutivo, Directores y RRHH. No existe política específica, ya que la Sociedad considera, frente a las fluctuaciones que han existido en la economía y que han afectado en el mercado laboral, que una política sufriría continuos y constantes cambios, mientras que un procedimiento establece una mecánica de trabajo cuyas variables se adecuarán a la situación económica de cada momento. Existe un procedimiento coordinado por RRHH que evalúa a todos los empleados (incluyendo gerentes), el desempeño de sus funciones y objetivos y en base a eso se determina una gratificación variable anual y eventuales ascensos. Dicho procedimiento queda registrado y documentado en cada ocasión y se encuentra en la Gerencia de Recursos Humanos.</p> <p>Las remuneraciones son aprobadas por el Directorio en el presupuesto anual y revisadas a lo largo del ejercicio por la Dirección Ejecutiva de acuerdo con mercado y con la situación de la compañía.</p>
<p>II.1.1.5 la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea,</p>		
	Cumple	El Directorio con fecha 19/04/2013 ha delegado en forma expresa en el Director Ejecutivo la asignación de responsabilidades a los gerentes.
<p>II.1.1.6 la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea,</p>		
	Cumple	El Directorio con fecha 19/04/2013 ha delegado en forma expresa en el Director Ejecutivo la ejecución y supervisión de los planes de sucesión.
<p>II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresaria</p>		
	Cumple Parcialmente	La Sociedad lleva adelante programas de RSE los que son aprobados por el Directorio dentro del presupuesto anual y comunicados a sus gerentes de primera línea. El Directorio con

		fecha 17/04/2018 aprobó los programas de RSE para el ejercicio 2018-2019.
II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes,		
	Cumple Parcialmente	El Comité de Auditoría aprueba el Plan de Auditoría Anual que incluye esas actividades. Al finalizar el año el Comité de Auditoría revisa y aprueba la gestión de Auditoría interna y externa y lo incluye en su informe anual.
II.1.1.9 la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea,		
	Cumple Parcialmente	Los miembros del Directorio son empresarios con experiencia y capacitación adecuada para el ejercicio de sus funciones. La Sociedad ha puesto en práctica programas de capacitación y entrenamiento continuo, fomenta y facilita esta actividad evaluando las capacidades necesarias para desarrollar las actividades de sus gerentes de primera línea.
II.1.2 De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.		
	Cumple	El Directorio ha efectuado un análisis acerca de la necesidad de contar con nuevas políticas y ha considerado que las mismas no son necesarias.
II.1.3 La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.		
	Cumple	Se realizan reuniones semanales de información de las gerencias y se reportan al Directorio. Existe disponibilidad absoluta de información por parte del Directorio de todos los temas tratados.
<p><u>Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión de la Emisora.</u> Responder si: El Órgano de Administración verifica: II.2.1 el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios,</p>		
	Cumple	El Directorio lo verifica mediante la información periódicamente recibida del Director Ejecutivo quien lleva adelante el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios. Existe un manual de procedimientos en la intranet de la emisora que contempla el proceso desde que se inicia el armado del Presupuesto Anual, con los requerimientos de información a los distintos sectores, hasta la consolidación y aprobación final por parte del Directorio, así como las actividades de solicitud y aprobación de Adicionales de Presupuesto. Asimismo en forma periódica se analizan los desvíos y cumplimiento.
<p>II.2.2 el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.). Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.</p>		

	Cumple	<p>El Directorio lo verifica mediante la información periódicamente recibida del Director Ejecutivo con colaboración de las gerencias. Los gerentes participan de las reuniones e informan. Existe un manual de procedimiento de Control de Gestión en la intranet de la emisora que contempla la descripción del Proceso de Control de Gestión de los presupuestos económicos y financieros para los meses acumulados del año.</p> <p>Adicionalmente, se realizan reuniones de control de gestión en forma trimestral en las cuales se evalúa el grado de cumplimiento y desvíos respecto del presupuesto. La información analizada tiene como fuentes la contabilidad y datos de mercado.</p>
<p>Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.</p> <p>Responder si:</p> <p>II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.</p>		
	Cumple	<p>Los miembros del Directorio cumplen en su totalidad con el Estatuto Social. Cabe mencionar que el Órgano de Administración de la Sociedad no cuenta con un reglamento para su funcionamiento y no lo considera necesario.</p>
<p>II.3.2 El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1 y II.1.2</p> <p>Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1 y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.</p>		
	Cumple	<p>En forma anual, en la Memoria, el Directorio expone los resultados de su gestión y describe su actuación a efectos de permitir la evaluación del desempeño por parte de la Asamblea. Históricamente las Asambleas de Accionistas las aprueban sin salvedades. La última Asamblea donde se presentó dicha evaluación fue el 09/08/2017.</p>
<p>Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración de la Emisora.</p> <p>Responder si:</p> <p>II.4.1 La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (estos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar.</p>		
	Cumple	<p>En observancia de lo dispuesto por el art. 109 de la LMC, en oportunidad de cada elección de directores, cada vez que se proponen candidatos a la consideración de la asamblea se informa a la misma, antes de la votación de este punto, respecto de la condición de independiente o no independiente que reviste cada candidato. Asimismo, con posterioridad a la celebración de la asamblea y en cumplimiento de las disposiciones de las Normas de la CNV, dentro del plazo de 10 días de la elección de nuevos directores, se informa a la CNV y a los mercados los datos personales de cada director como así también si reviste el carácter de independiente o no independiente (esto último bajo la modalidad de declaración jurada suscripta por cada director).</p> <p>Actualmente el Directorio está compuesto por 5 miembros titulares de los cuales 2 son independientes. Esta composición permite un correcto cumplimiento de las funciones del Directorio y la integración del Comité de Auditoría de conformidad con lo previsto en la LMC.</p>

<p>II.4.2 Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración.</p> <p>Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo. Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.</p>		
	Cumple	<p>La Sociedad designa una proporción de Directores Independientes sobre el total de sus miembros, que le asegure el cumplimiento de la normativa vigente en cuanto a la composición del Comité de Auditoría.</p> <p>En cuanto a la difusión de la proporción de directores independientes, la misma queda documentada en la transcripción de las reuniones de Asamblea donde se nominan los Directores, de conformidad con lo requerido por la normativa vigente. Durante el transcurso del ejercicio fiscal no fue cuestionada la independencia de los miembros del Órgano de Administración ni se produjeron abstenciones por conflictos de interés.</p>
<p>Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora</p> <p>Responder si:</p> <p>II.5.1. La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:</p>		
	No Cumple	<p>La Sociedad no cuenta con un Comité de Nombramientos y no considera necesaria su implementación debido a que las funciones a cargo de éste, con el alcance establecido en la normativa vigente, son ejercidas directamente por la Asamblea de Accionistas (en lo que respecta a la selección de Directores); por el Directorio con el soporte de la Dirección de Recursos Humanos (en lo que respecta a la selección del Director Ejecutivo) y por el Director Ejecutivo con el soporte de la Dirección de Recursos Humanos (en lo que respecta a gerentes de primera línea).</p>
<p>II.5.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>II.5.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>II.5.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de capital humano,</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>II.5.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>II.5.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>II.5. 2 En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:</p>		

<p>II.5.2.1 verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,</p> <p>II.5.2.2 propone el desarrollo de criterios (calificación, experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,</p> <p>II.5.2.3 identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,</p> <p>II. 5.2.4 sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,</p> <p>II. 5.2.5 recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,</p> <p>II. 5.2.6 asegura la disponibilidad de los curriculum vitae de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,</p> <p>II.5.2.7 constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.</p> <p>II.5. 3 De considerar relevante agregar políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.</p>		
	No Cumple	Ver explicación II.5.1
<p>Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras.</p> <p>Responder si: La Emisora establece un límite a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año se verificó alguna violación a tal límite.</p>		
	Cumple	El Código de Conducta establece que los directores y gerentes podrán formar parte del personal de compañías afiliadas siempre que ello sea de público conocimiento y que su accionar sea transparente y no exista interferencia en el ejercicio de sus funciones tal que no pueda tomar una decisión imparcial para una de las partes. Respecto de otras compañías no afiliadas es práctica de la Sociedad que no exista limitación alguna en la medida en que no exista conflicto de interés, debiendo en todos los casos tenerse en cuenta las incompatibilidades y limitaciones contenidas en los artículos 264, 273 y 286 de la Ley 19.550 y sus modificaciones.
<p>Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.</p> <p>Responder si: II.7.1 La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresaria. En el caso de los miembros del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales. Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.</p>		
	Cumple	<p>En forma adicional a lo expresado en II.1.1.9 los miembros del Directorio cuentan con experiencia así como con los conocimientos y capacitación profesional adecuada para el desempeño de sus funciones.</p> <p>Hasta la fecha se efectúan las capacitaciones de acuerdo con las necesidades puntuales que eventualmente existen.</p> <p>Respecto de los Gerentes de Primera Línea durante el ejercicio se han efectuado las siguientes capacitaciones:</p>

		<ul style="list-style-type: none"> - Conferencia anual de Ingeniería en Petróleo - SPE Bs. AS. - Programa Gerencial Afianzando el Liderazgo - IAE - Chemical EOR Workshop – Key Success Factors - Francia - Procesos de coaching para el desarrollo de competencias de management - Ciclo de actualización sobre el Panorama Político y Económico nacional e internacional - Ciclos de actualización tributaria e impositiva
<p>II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionados en II.7.1, a los miembros de Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.</p>		
	Cumple	A través de la participación en eventos, foros, seminarios y congresos.

<p>PRINCIPIO III. AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL En el marco para el gobierno societario: Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.</p> <p>Responder sí:</p> <p>III.1 La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.</p>		
	Cumple	Las políticas y procedimientos internos de control de riesgos se efectivizan mediante auditorías internas, externas y del Comité de Auditoría. El Comité de Auditoría en cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo establecido por la normativa vigente, el Reglamento del Comité de Auditoría y siguiendo su plan de actuación anual, supervisa la aplicación de las políticas de información sobre gestión de riesgos de la Sociedad, informando de ello en su Informe Anual. Considerando que el riesgo más importante de la Sociedad, teniendo en cuenta la naturaleza de su actividad, es el riesgo ambiental, Capex ha certificado el yacimiento, la central de generación y la planta de GLP bajo la norma ISO 14001 y cuenta con una política de seguridad y gestión ambiental. Respecto de los riesgos financieros en los estados financieros anuales se incluye una descripción de los mismos y sus efectos en los resultados.
<p>III.2 Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos.</p> <p>Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.</p>		
	Cumple	A través del seguimiento del negocio y las funciones de gestión de la Dirección Ejecutiva, ésta evalúa los riesgos que se presentan y junto con los Gerentes involucrados toma las medidas necesarias para mitigarlos. La Dirección Ejecutiva mantiene informado permanentemente al Directorio. Asimismo, y dada la actividad del grupo, se cuenta con una matriz de riesgos en materia de seguridad y de gestión ambiental y de procedimientos para su gestión.

<p>III.3 Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar.</p>		
	Cumple	Cuenta con un Gerente de Seguridad y Gestión Ambiental que depende jerárquicamente del Director Ejecutivo. Asimismo, respecto del resto de los riesgos, el Auditor interno cumple una función equivalente y depende del Director Ejecutivo.
<p>III.4 Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo al marco conceptual de COSO – Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission –, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).</p>		
	Cumple Parcialmente	Cada gerencia evalúa la revisión de sus procedimientos y conforme a lo mencionado en el punto III.2. se discute con la Dirección Ejecutiva, y se actualizan los procedimientos necesarios.
<p>III.5 El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.</p>		
	Cumple	Los estados financieros incluyen referencias a los riesgos financieros y sus efectos sobre el resultado de sus operaciones, así como también información relevante referida a seguridad y gestión ambiental. En dicho sentido se manifiesta que la Sociedad cumple con la normativa Nacional y Provincial en materia de informes de seguridad y gestión ambiental; asimismo a través del Director Ejecutivo se mantiene informado al Directorio sobre los eventos ocurridos en la operación y las acciones encaradas para su tratamiento / saneamiento. Al cierre de los estados financieros no existen contingencias que representen materialidad a la vez que se está dando cumplimiento a los compromisos asumidos para el ejercicio con las autoridades.

PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

Responder si:

IV.1. El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.

	Cumple Parcialmente	En concordancia con la normativa el Comité está compuesto por tres o más miembros del Directorio elegidos por mayoría de votos, los cuales deben ser en su mayoría independientes y deberán tener una formación profesional acorde a la normativa de la Comisión Nacional de Valores y la reglamentación aplicable. Sin perjuicio de lo antes mencionado no se ha evaluado específicamente que fuese presidido por un miembro independiente.
--	---------------------	--

IV.2 Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno.

Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto de los accionistas de control o entidades relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora.

Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo con las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).

	Cumple Parcialmente	El Comité de Auditoría en forma anual verifica el accionar del auditor interno y analiza su labor y su grado de independencia.
IV.3 Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas. Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.		
	Cumple	El Comité de Auditoría evalúa la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos que fueran designados por la Asamblea de Accionistas. Cada año emite un informe en atención a los siguientes procedimientos y tareas realizadas: Análisis de las propuestas de servicios y honorarios de los Auditores Externos; mantenimiento de las condiciones de independencia, consulta a funcionarios de la Sociedad sobre la existencia de hechos que puedan afectar la independencia del auditor; análisis de los planes de trabajo, su desarrollo y resultados; planeamiento y enfoque de los trabajos, etc. Se emite una opinión fundada en los términos de la normativa aplicable y el Reglamento del Comité.
IV.4 La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.		
	Cumple Parcialmente	En lo que respecta a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora, la Sociedad no cuenta con una política específica, dado que su conformación es renovada anualmente (se vota una nueva Comisión Fiscalizadora pero pueden resultar ser los mismos miembros). En lo que respecta a la rotación del Auditor Externo, la Sociedad aplica las disposiciones incluidas en las Normas de la Comisión Nacional de Valores referidas con la rotación de los Auditores Externos.

PRINCIPIO V. RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

Responder si:

V.1.1 El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.

	Cumple Parcialmente	La Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos establecidos por las Normas y el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA"). A través de esos medios hace pública toda la información que se considera relevante sobre la Sociedad para que sus Accionistas se encuentren informados. Independientemente de la información que debe ser hecha pública a la BCBA y la CNV en el marco de requerimientos informativos y legales, la Compañía divulga toda la información que considera relevante en forma directa a los Accionistas en forma transparente y precisa en la medida que así se lo requieran.
V.1.2 La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web al que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.		
	Cumple Parcialmente	Los responsables de relaciones con el mercado son los encargados de brindar atención a las consultas e inquietudes de accionistas e inversores. Además, la Sociedad cuenta con un sitio web de libre acceso en el que suministra información institucional y que prevé un link a

		la página oficial de la CNV donde se puede obtener toda su información financiera y relevante.
<p>Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas. Responder si:</p> <p>V.2.1 El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.</p>		
	Cumple Parcialmente	La Sociedad cumple con los requerimientos legales y no considera que otras medidas sean necesarias.
<p>V.2.2 La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.</p>		
	No Cumple	La Sociedad no considera necesario contar con un Reglamento que regule el funcionamiento de las Asambleas de Accionistas, dado que cumple íntegramente con los requisitos legales establecidos para su celebración en virtud de la normativa vigente. Asimismo, pone a disposición de los Accionistas toda la información exigida legalmente en los plazos establecidos.
<p>V.2.3 Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin de que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.</p>		
	Cumple	No existe ningún impedimento estatutario ni fáctico para que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en Asambleas conforme la normativa vigente.
<p>V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.</p>		
	No Cumple	La Sociedad no cuenta con dichas políticas ya que las mismas podrían atentar contra el principio del trato igualitario. En adición, el Directorio considera que el inversor institucional tiene calificación suficiente para resolver su involucramiento.
<p>V.2.5 En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación: (i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.</p>		
	Cumple	En la Asamblea ocurrida el 9 de agosto de 2017 se dieron a conocer en forma previa a la votación, las posturas de los candidatos en relación con la adopción o no de un código de gobierno societario.
<p>Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto. Responder si: La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto. Indicar cómo ha ido cambiando la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años.</p>		
	Cumple	La Sociedad promueve la igualdad entre acción y voto conforme lo dispuesto por su Estatuto Social, donde se establece que todas las acciones de la Compañía son ordinarias (clases A) con derecho a un voto por acción y de valor nominal un peso (v/n \$1) cada una.
<p>Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control. Responder si: La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.</p>		

	No Cumple	La Sociedad y la asamblea resolvieron no adherir al Régimen de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria. Ello fue incorporado en el Estatuto. Tampoco existen mecanismos estatutarios alternativos como el tag along. El Directorio no considera necesario reconsiderar este punto.
<p>Recomendación V.5: Alentar la dispersión accionaria de la Emisora. Responder si: La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado.</p> <p>Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.</p>		
	No Cumple	Actualmente, los controlantes directos e indirectos participan en un 87,02% del capital social, estando el porcentaje restante en poder de diversos actores en el Mercado de Valores.
<p>Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente. Responder si:</p> <p>V.6.1 La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en la que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.</p>		
	No Cumple	La Sociedad no cuenta con una política de dividendos. Anualmente, evalúa la conveniencia de elevar una propuesta de distribución a la Asamblea de Accionistas. Para realizar dicha evaluación, el Directorio considera los resultados obtenidos en el ejercicio, la liquidez de la Sociedad, las necesidades de financiamiento futuras y otras consideraciones que incluyen proyecciones económico-financieras propias y del entorno macroeconómico en general.
<p>V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos. Explicitar dichos procesos y detallar en qué Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.</p>		
	Cumple Parcialmente	El Directorio, habiendo evaluado las exigencias legales y las condiciones financieras y de su negocio, elabora una propuesta de destino de los resultados, incluido en la Memoria Anual.

<p>PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa. Responder si: VI.1 La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no sólo suministre información relevante de la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.</p>		
	Cumple Parcialmente	El sitio web no permite recoger inquietudes si bien las mismas son respondidas en forma inmediata a través del responsable de relaciones con el mercado.
<p>VI.2 La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar qué normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras) .</p>		
	Cumple Parcialmente	La Sociedad, cumple y adhiere a los principios bajo la iniciativa Pacto Global y presenta anualmente la Comunicación sobre el Progreso (COP), que detalla las acciones de responsabilidad social llevadas a cabo por la Sociedad (https://www.unglobalcompact.org/). Asimismo, la Sociedad emite un informe de Monitoreo Ambiental de Obras y Tareas (IMAA) auditado por un auditor independiente.

<p>PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias. Responder si: VII.1. La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:</p>		
	Cumple parcialmente	La fijación y aplicación de políticas de remuneraciones, beneficios y otros se efectúan de la siguiente manera: 1) para los miembros del Directorio, la Asamblea de Accionistas fija su remuneración; 2) para los miembros de la primera línea gerencial, el Director Ejecutivo junto con Recursos Humanos efectúa una evaluación de las remuneraciones y eleva una propuesta al Directorio para su aprobación final.
<p>VII.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,</p>		
	No Cumple	Los miembros del Directorio que revisan la propuesta no son independientes
<p>VII.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,</p>		
	No Cumple	Ver explicación VII.1.1.
<p>VII.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de recursos humanos,</p>		
	Cumple parcialmente	Los miembros que revisan la propuesta cuentan con experiencia en dicha materia.
<p>VII.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.</p>		
	Cumple parcialmente	Se reúnen dos veces por año.

VII.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas ni para el Consejo de Vigilancia sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.		
	N/A	N/A Ver respuesta VII.1.
VII. 2 En caso de contar con un Comité de Remuneraciones, el mismo:		
VII.2.1 asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,		
	Cumple	El personal clave percibe una retribución mensual y una compensación variable anual. La retribución mensual se establece teniendo en cuenta las características y responsabilidades del cargo ocupado y la formación, capacidad y experiencia de cada ejecutivo. La compensación variable anual consiste en un bono sujeto a objetivos de la Sociedad y al cumplimiento de objetivos individuales. Dichos objetivos son supervisados por el Comité de Objetivos integrado por gerentes de primera línea que reporta al Director Ejecutivo.
VII.2.2 supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora,		
	Cumple	Sí
VII.2.3 revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios,		
	Cumple	La remuneración y beneficios de los funcionarios y empleados es el resultado de estudios de mercado realizados por la Sociedad (ya sea por cuenta propia o por empresas de servicio especializadas de primera línea), a fin de garantizar la adecuación de la misma.
VII.2.4 define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave,		
	Cumple	Se comunica y define a través del Comité de Remuneraciones.
VII.2.5 informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora		
	Cumple	El Comité de Remuneraciones establece los criterios a aplicar en caso de retiro.
VII.2.6 da cuenta regularmente al Órgano de Administración y a la Asamblea de Accionistas sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones,		
	No Cumple	
VII.2.7 garantiza la presencia del Presidente del Comité de Remuneraciones en la Asamblea General de Accionistas que aprueba las remuneraciones al Órgano de Administración para que explique la política de la Emisora, con respecto a la retribución de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.		
	No Cumple	Si fuera requerida en las asambleas información sobre la política respecto de la retribución de los directores y gerentes de primera línea, la explicación la brindará la Dirección Ejecutiva.
VII. 3 De considerar relevante mencionar las políticas aplicadas por el Comité de Remuneraciones de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.		
	N/A	N/A
VII.4 En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar cómo las funciones descriptas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.		
	N/A	N/A

PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL		
<p>Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora. Responder si: VIII.1 La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.</p>		
	Cumple	<p>Los directores, gerentes y empleados de Capex están en conocimiento del Código de Conducta y lo aplican a todas sus actividades laborales relacionadas con Capex.</p> <p>La Sociedad posee un Código de Conducta que establece premisas de trabajo para con los accionistas, clientes y proveedores, empleados y comunidad.</p>
<p>VIII.2 La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.</p>		
	Cumple	<p>Capex mantiene todos los canales de comunicación abiertos y disponibles para sus empleados, sean éstos los de comunicación directa con sus jefes-gerentes o la comunicación con el departamento de Recursos Humanos. La compañía espera de sus empleados que informen a través de alguno de estos canales, todo acto violatorio de alguna ley o procedimiento interno de la compañía de manera que la compañía, en caso de corresponder, pueda tomar las acciones correctivas.</p> <p>Los empleados que deseen presentar una sugerencia o denunciar algún acto violatorio de alguna ley o procedimiento y no quieran ser identificados, pueden también hacerlo a través del buzón de sugerencias. Dicho buzón es administrado por el Auditor Interno.</p> <p>Toda la información relacionada con esta política es manejada con la confidencialidad que el caso amerita, entendiendo que cualquier indagación puede requerir de la participación de algún especialista en la materia quien deberá mantener la confidencialidad también.</p>
<p>VIII.3 La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.</p>		
	Cumple	<p>Dependiendo de la naturaleza del evento se dará intervención al departamento de Auditoría Interna quien evaluará de manera independiente el evento pudiendo, en caso de ser necesario, determinar la participación de terceros especializados en el tema.</p> <p>Normalmente el empleado debería tratar el tema en cuestión con su superior inmediato, existiendo, si el tema para el empleado lo amerita, la posibilidad de escalar en jerarquía o incluso recurrir al departamento de Recursos Humanos. Son sus jefes o el departamento de Recursos Humanos quienes determinan qué otro sector es necesario que participe si el tema lo amerita.</p> <p>Sólo en circunstancias extremas, que a juicio del empleado lo ameriten, el empleado podrá dirigirse directamente al Auditor Interno.</p> <p>Todo tema relacionado con el Director Ejecutivo será directamente tratado por el Comité de Auditoría.</p>



PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO

Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.

Responder si:

El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse, total o parcialmente, en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuáles previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.

	Cumple	La Sociedad ha cumplido con la evaluación, concluyendo que las previsiones que contiene el Estatuto Social, sumadas a las disposiciones legales aplicables a la Sociedad resultan suficientes en materia de gobierno corporativo y de las responsabilidades del Directorio. Por lo cual ha considerado que no resulta necesario incorporar total ni parcialmente al Estatuto Social las previsiones del Código de Gobierno Societario.
--	--------	--

NOMENCLATURA

Monedas

Términos	Definición
\$	Peso
€	Euro
GBP	Libra esterlina
US\$	Dólar estadounidense

Glosario de términos

Términos	Definición
bbl	Barril
BTU	British thermal unit
CC	Ciclo combinado
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CT ADC	Central térmica Agua del Cajón
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GWh	Gigawats por hora
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
km	Kilómetro
km ²	Kilómetro cuadrado
KW	Kilowat
LVFVD	Liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir
m ³	Metro cúbico
MMBTU	Millones de british thermal unit
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Mm ³	Miles de metros cúbicos
MMm ³	Millones de metros cúbicos
MMMm ³	Miles de millones de metros cúbicos
MW	Megawat
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Nm ³	Metro cúbico normal
PED	Parque Eólico Diadema
tn	Tonelada
V/N	Valor nominal
WTI	West Texas Intermediate



COMPOSICION DEL DIRECTORIO Y COMISION FISCALIZADORA

Presidente

Sr. Alejandro Götz

Vicepresidente

Sr. Pablo Alfredo Götz

Directores Titulares

Sr. Rafael Andrés Götz

Sra. Lidia Argentina Guinzburg

Sr. René Balestra

Directores Suplentes

Sra. Marilina Manteiga

Sr. Miguel Fernando Götz

Síndicos Titulares

Sr. Norberto Luis Feoli

Sr. Edgardo Giudicessi

Sr. Mario Árraga Penido

Síndicos Suplentes

Sra. Claudia Marina Valongo

Sra. Andrea Mariana Casas

Sra. Claudia Angélica Briones



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 presentados en forma comparativa

Ejercicio económico N° 30 iniciado el 1° de mayo de 2017

Domicilio legal de la Sociedad: Avenida Córdoba 948/950, piso 5, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal de la Sociedad: Generación de energía eléctrica

N° de Registro en la Inspección General de Justicia: 1.507.527

Fecha del contrato social: 26 de diciembre de 1988

Fecha de la última inscripción en el Registro Público de Comercio:

- De la última modificación al estatuto: 30 de septiembre de 2005

Fecha en que se cumple el plazo de duración de la Sociedad: 26 de diciembre de 2087

Denominación de la sociedad controlante: Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (C.A.P.S.A.)

Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950, piso 5, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal: Explotación de hidrocarburos

Participación de la sociedad controlante sobre el patrimonio y los votos: 75,2 %

Composición del Capital (Ver Nota 16)

Clase de acciones	Suscripto, Integrado e Inscrito en el Registro Público de Comercio \$
179.802.282 acciones ordinarias clase "A" escriturales, de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, las cuales están autorizadas a realizar oferta pública	179.802.282

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Expresado en pesos

	Nota / Anexo	30.04.2018	30.04.2017
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	6 / A	9.338.710.350	6.849.140.196
Participación en sociedades		-	75.000
Repuestos y materiales	10	149.058.787	99.669.808
Activo neto por impuesto diferido	7	11.377.272	22.088.202
Otras cuentas por cobrar	12	24.866.752	38.996.718
Total del activo no corriente		9.524.013.161	7.009.969.924
ACTIVO CORRIENTE			
Repuestos y materiales	10	45.651.741	32.540.789
Inventarios	11	4.330.576	4.833.702
Otras cuentas por cobrar	12	104.376.169	79.195.705
Cuentas por cobrar comerciales	13	825.831.951	653.803.416
Inversiones financieras a valor razonable	14 / C	632.453.773	482.898.674
Efectivo y equivalentes de efectivo	15	4.009.885.687	967.538.539
Total del activo corriente		5.622.529.897	2.220.810.825
Total del activo		15.146.543.058	9.230.780.749

Las notas 1 a 39 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Expresado en pesos

	Nota / Anexo	30.04.2018	30.04.2017
PATRIMONIO Y PASIVO			
PATRIMONIO			
Capital social	16	179.802.282	179.802.282
Prima de emisión	16	79.686.176	79.686.176
Reserva legal	17	35.960.456	-
Reserva facultativa	17	464.413.176	-
Reserva por revaluación de activos	17	4.151.170.233	2.757.020.004
Resultados no asignados	18	864.732.163	500.373.632
Total del patrimonio atribuible a los propietarios		5.775.764.486	3.516.882.094
Participación no controlada		39.164.580	24.560.269
Total del patrimonio		5.814.929.066	3.541.442.363
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	19	125.190.944	44.042.587
Deudas financieras	20	6.225.499.304	85.724.974
Pasivo neto por impuesto diferido	7	1.623.441.300	1.625.918.557
Provisiones y otros cargos	24 / E	2.480.347	2.730.347
Total del pasivo no corriente		7.976.611.895	1.758.416.465
PASIVO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	19	702.085.041	343.973.839
Deudas financieras	20	259.804.164	3.327.697.436
Remuneraciones y cargas sociales	21	97.265.165	71.320.430
Cargas fiscales	22	231.812.339	141.250.208
Otras deudas	23	64.035.388	46.680.008
Total del pasivo corriente		1.355.002.097	3.930.921.921
Total del pasivo		9.331.613.992	5.689.338.386
Total del patrimonio y del pasivo		15.146.543.058	9.230.780.749

Las notas 1 a 39 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estados de Resultados Integrales Consolidados

Correspondientes a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016 y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Expresado en pesos

	Nota / Anexo	30.04.2018	30.04.2017
Ventas	25	4.181.833.313	2.895.651.049
Costo de ventas	F	(1.385.139.876)	(952.901.490)
Resultado bruto		2.796.693.437	1.942.749.559
Gastos de comercialización	H	(609.223.514)	(451.718.732)
Gastos de administración	H	(268.123.182)	(182.636.604)
Otros ingresos operativos netos	26	617.750	946.218
Resultado operativo		1.919.964.491	1.309.340.441
Ingresos financieros	27	1.236.598.118	241.034.248
Costos financieros	27	(2.170.943.445)	(679.454.239)
Otros resultados financieros	E	(27.816)	(2.054.147)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		985.591.348	868.866.303
Impuesto a las ganancias	28	(288.255.049)	(302.064.934)
Resultado neto del ejercicio		697.336.299	566.801.369
Conceptos que no serán reclasificados a resultados			
Otros resultados integrales			
Resultados por revaluación de Propiedad, planta y equipo (neto)	17	1.575.080.198	1.165.842.220
Resultado integral del ejercicio		2.272.416.497	1.732.643.589
Resultado neto del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		695.702.673	563.534.686
Participación no controlante		1.633.626	3.266.683
Resultado neto del ejercicio		697.336.299	566.801.369
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		2.258.882.392	1.730.074.009
Participación no controlante		13.534.105	2.569.580
Resultado integral del ejercicio		2.272.416.497	1.732.643.589
Resultado neto por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	29	3,86926	3,13419
Resultado integral por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	29	12,63842	9,62209

Las notas 1 a 39 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 6 de julio de 2018	Véase nuestro informe de fecha 6 de julio de 2018
<u>PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.</u>	<u>COMISION FISCALIZADORA</u>
(Socio)	
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17 Dr. Nicolás A. Carusoni Contador Público (UM) C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 252 Fº 141	Dr. Norberto Luis Feoli Síndico Titular Contador Público (UBA) C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 50 Fº 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estado de Cambios en el Patrimonio

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016 y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Expresado en pesos

		Atribuible a los propietarios de la Sociedad							Participación no controlada	Total del patrimonio
		Resultados acumulados		Otros resultados acumulados			Resultados no asignados (2)	Subtotal		
Capital		Ganancias reservadas		Reserva por revaluación de activos(1)		Reserva facultativa (1)			Reserva legal	Prima de emisión
		Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Reserva por revaluación de activos(1)	Otros resultados acumulados					
Saldos al 30 de abril de 2016		179.802.282	79.686.176	43.367.267	1.692.108.746	(231.664.704)	1.786.808.085	10.490.689	1.797.298.774	
Asamblea General Ordinaria del 17 de agosto de 2016		-	-	(23.508.318)	-	66.875.585	-	-	-	
Aporte de capital de Interenergy Argentina S.A. en Hychico S.A.		-	-	-	-	-	-	11.500.000	11.500.000	
Resultado integral del ejercicio		-	-	-	1.166.539.323	563.534.686	1.730.074.009	2.569.580	1.732.643.589	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos		-	-	-	(101.628.065)	101.628.065	-	-	-	
Saldos al 30 de abril de 2017		179.802.282	79.686.176	-	2.757.020.004	500.373.632	3.516.882.094	24.560.269	3.541.442.363	
Asamblea General Ordinaria del 9 de agosto de 2017		-	-	35.960.456	464.413.176	(500.373.632)	-	-	-	
Aporte de capital de Interenergy Argentina S.A. en Hychico S.A.		-	-	-	-	-	-	1.070.206	1.070.206	
Resultado integral del ejercicio		-	-	-	1.563.179.719	695.702.673	2.258.882.392	13.534.105	2.272.416.497	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos		-	-	-	(169.029.490)	169.029.490	-	-	-	
Saldos al 30 de abril de 2018		179.802.282	79.686.176	35.960.456	4.151.170.233	864.732.163	5.775.764.486	39.164.580	5.814.929.066	

(1) Ver Nota 17

(2) Ver Nota 18

Las notas 1 a 39 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 6 de julio de 2018 Véase nuestro informe de fecha 6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L. COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estados de Flujo de Efectivo Consolidados

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016 y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Expresado en pesos

	Nota / Anexo	30.04.2018	30.04.2017
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
Resultado integral del ejercicio		2.272.416.497	1.732.643.589
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Diferencia de cambio generada por el efectivo y equivalentes de efectivo		(595.104.421)	(38.517.504)
Impuesto a las ganancias	28	288.255.049	302.064.934
Intereses sobre deudas financieras devengados y otros	20	437.836.251	354.536.309
Diferencia de cambio generada por deudas financieras y otros		1.676.485.021	239.410.840
Diferencia de cambio generada por colocaciones en inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(208.680.920)	-
Diferencia de cambio por cesión de derechos		(10.388.887)	(2.192.160)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	27	2.778.112	(5.862.768)
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	6 / A	693.539.247	483.395.832
Provisión de Propiedad, planta y equipo	6 / A	27.816	2.054.147
Baja neta de propiedad, planta y equipo	6 / A	3.410.804	-
Otros resultados integrales	17	(1.575.080.198)	(1.165.842.220)
Recupero de provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	10 / 26	-	(1.049.229)
Provisiones para juicios y multas	26 / E	50.000	480.995
Cambios netos en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) / Disminución de cuentas por cobrar comerciales		(337.182.334)	46.082.915
Disminución de otras cuentas por cobrar		12.166.580	119.095.749
Disminución / (Aumento) de inventarios		16.572.411	(1.559.252)
(Aumento) / Disminución de repuestos y materiales		(60.932.562)	76.275.506
Aumento de cuentas por pagar comerciales		319.380.095	517.846
Aumento de remuneraciones y cargas sociales		25.944.735	20.459.133
Disminución de cargas fiscales		(162.556.477)	(110.320.666)
Aumento / (Disminución) de otras deudas		17.355.380	(9.237.192)
Sentencias judiciales pagadas	24 / E	(300.000)	(995.000)
Impuesto a las ganancias pagado		(44.408.039)	-
Impuesto a la ganancia mínima presunta pagado		(4.270.595)	(11.266.242)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		2.767.313.565	2.030.175.562
Flujo de efectivo de las actividades de inversión			
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo	6 / A	(1.104.087.745)	(976.941.567)
Evolución de inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		59.200.820	85.901.321
Pago por adquisiciones de nuevas áreas		(406.368.856)	-
Aportes en sociedades controladas		-	(18.750)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(1.451.255.781)	(891.058.996)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			
Intereses pagados	20	(272.682.941)	(368.230.140)
Comisiones y gastos sobre emisión de obligaciones negociables	20	(60.914.027)	-
Deudas financieras canceladas	20	(3.239.206.510)	(236.051.000)
Deudas financieras obtenidas	20	4.702.918.070	138.260.000
Aportes de terceros en sociedades controladas		1.070.206	11.500.000
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación		1.131.184.798	(454.521.140)
Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		2.447.242.582	684.595.426
Diferencia de cambio generada por el efectivo y equivalentes de efectivo		595.104.421	38.517.504
Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	15	967.538.539	244.425.609
Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio	15	4.009.885.542	967.538.539

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Operaciones que no generan movimientos de efectivo

Información complementaria	30.04.2018	30.04.2017
Préstamos cancelados con compensaciones	(168.294.954)	(105.282.672)
Provisión por taponamiento de pozos	67.804.440	10.495.366
Aportes a realizar en E G Wind S.A.	-	56.250

Las notas 1 a 39 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 y 2017
Expresadas en pesos

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL Y MARCO REGULATORIO

1.1 - Información general

Capex S.A. (en adelante, “la Sociedad”) y sus subsidiarias Servicios Buproneu S.A. (SEB), Hychico S.A. (Hychico) y E G WIND S.A. (E G WIND) (juntas, “el Grupo”) tienen como actividad principal la generación de energía eléctrica, la producción de petróleo y gas, la prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases y la producción de hidrógeno y oxígeno.

La Sociedad fue constituida en el año 1988 con el objeto de llevar a cabo la exploración de petróleo y gas en la Argentina y posteriormente incorporó el negocio de generación de energía eléctrica.

En enero de 1991, la Sociedad adquirió el 100% de los derechos de concesión sobre el área Agua del Cajón, ubicada en la cuenca neuquina sita en la región sudeste de la provincia del Neuquén, por 25 años con opción a prorrogarla por 10 años más. El 13 de abril de 2009 se suscribió un Acta Acuerdo mediante el cual la provincia del Neuquén le otorgó a la Sociedad la extensión del plazo original hasta el 11 de enero de 2026. Las condiciones del acuerdo implicaron el pago de US\$ 17 millones, el compromiso de ejecutar un plan de trabajo por un monto estimado de US\$ 144 millones hasta el final de la concesión, el pago de un canon extraordinario de producción del 3 % y de una renta extraordinaria que oscila entre el 1% y el 3 % sobre el canon extraordinario, dependiendo del comportamiento del precio del petróleo crudo y del gas natural, con relación a una escala de precios de referencia.

En abril de 2017, mediante el Decreto N° 556/17 el Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén otorgó a la Sociedad una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos por un plazo de 35 años sobre la totalidad del Área Agua del Cajón. Dicha concesión finalizará en el año 2052 y, como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa piloto de desarrollo con inversiones por U\$S 126 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1º de enero de 2017.

Asimismo, como parte de los términos y condiciones para el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional, la Sociedad pagó a la Provincia del Neuquén, en el mes de abril de 2017, un total de \$ 137.853.682, el cual fue capitalizado en el rubro Propiedad, planta y equipo. Dicho importe se debe a los siguientes conceptos: (i) US\$ 4,97 millones en concepto de bono de explotación convencional bajo el artículo 58 bis, segundo párrafo, de la Ley 17.319, (ii) U\$S 3,1 millones en concepto de aportes por responsabilidad social empresaria, y (iii) US\$ 0,882 millones en concepto de impuesto a los sellos por la firma del acta acuerdo de inversión suscripta con la Provincia. En virtud del pago del bono mencionado en (i), la Sociedad también mantiene el derecho de explotar convencionalmente el área hasta el fin de la concesión no convencional.

En virtud del acuerdo firmado con la Provincia del Neuquén, la Sociedad abonará las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquéllos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, se pagarán los porcentajes acordados bajo el Acta Acuerdo del 13 de abril de 2009 hasta el 11 de enero de 2026, fecha a partir de la cual se abonará la regalía máxima del 18% establecida en el artículo 59 de la Ley 17.319; y (b) sobre la producción de pozos completados y terminados a partir del otorgamiento de la concesión no convencional que tengan producción proveniente de reservorios no convencionales denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, se pagarán regalías del 12%.

El 31 de octubre del 2017 se produjo el cierre de la transacción por medio de la cual Capex S.A. (“el comprador”) adquirió a Chevron Argentina S.R.L. (“el vendedor”) i) el 37,5% de la concesión de explotación hidrocarburífera “Loma Negra”, y (ii) el 18,75% de la concesión hidrocarburífera “La Yesera”, dos áreas de explotación de petróleo y gas ubicadas en la Provincia de Rio Negro (ver Nota 37).

El negocio de generación de energía eléctrica tiene una capacidad nominal total de generación de 672 MW (ISO), formado por un ciclo abierto con una capacidad total nominal de 371 MW y un ciclo combinado con fuego suplementario con una capacidad total nominal de 301 MW.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

A efectos de vincular la central térmica con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se construyeron tres líneas de alta tensión en 132kW con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión en 500kW, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste. De esta manera se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho.

La Sociedad procesa el gas producido rico en componentes licuables en una planta de GLP, propiedad de SEB. Del procesamiento del gas rico se obtiene propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por la Sociedad en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con su petróleo crudo, mientras que el gas remanente es utilizado como combustible para la generación de energía. Los niveles de eficiencia de esta planta son aproximadamente del 99,6%.

La Sociedad inició a través de Hychico dos proyectos consistentes en la generación de energía eólica y la producción de hidrógeno y oxígeno, por medio del proceso de electrólisis. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno con gas; el oxígeno se destina al mercado de gases industriales de la región y la energía eólica producida se vende en el MEM. Asimismo, la Sociedad a través de E G WIND S.A. comenzó la construcción de un nuevo parque eólico en la Ciudad de Comodoro Rivadavia (ver Nota 36).

Las acciones de la Sociedad cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

1.2 - Marco regulatorio de los sectores petrolero, eléctrico, gas y GLP

a) Sector petrolero

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 y 27.007

Propiedad de los yacimientos

En su redacción original, la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) preveía que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúen los yacimientos en cuestión.

En Argentina, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 27.007 que modifica la Ley 17.319. Entre las principales modificaciones cabe referir que se otorga rango legal a la figura de la concesión de explotación no convencional que había sido creada por el Decreto 929/13. Se establece que el plazo para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una vigencia de 35 años con la posibilidad de prórrogas por plazos de 10 años, aplicable incluso para las concesiones vigentes.

Con la sanción de esta ley, el plazo de las concesiones para explotación convencional se mantiene en 25 años; sin embargo, habilita prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años.

La Ley 27.007 elimina, con efectos hacia el futuro, la posibilidad de que el Estado Nacional y las Provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. Para el caso de áreas reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, la ley permite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina la autoridad concedente.

En relación con las regalías, la ley mantiene la alícuota del 12%, prevista en la Ley 17.319. También mantiene la posibilidad de reducir la alícuota en ciertos casos excepcionales hasta el 5%, y prevé la posibilidad de aumentarla en un 3% (resultando en 15%), y se introduce un tope máximo aplicable del 18% para las prórrogas sucesivas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Asimismo, la Ley 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos proyectos de inversión que superen los US\$ 250 millones estableciendo que, en ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.

Ley Nacional N° 26.741

Declaración de interés público

El 4 de mayo de 2012 el Congreso Nacional promulgó la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera Nacional, la cual declaró de interés público y como objetivo prioritario, el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos.

Entre otras cuestiones, dicha ley dispuso que el PEN sea la autoridad a cargo para la fijación de las políticas hidrocarburíferas y de arbitrar las medidas para el cumplimiento de los fines establecidos en dicha norma, con el concurso de los estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Precios en el mercado interno

En el mercado interno, la venta del petróleo se realiza a los precios negociados entre las empresas productoras y las refinerías de petróleo, a las cuales les venden el petróleo crudo. Tales precios son establecidos teniendo en consideración la cotización vigente del Brent, los precios minoristas de combustibles en surtidor y productos derivados, los escenarios futuros de precios, además de las disposiciones y requerimientos establecidos por el gobierno.

A partir del 1º de enero de 2017 un grupo de empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, donde se fijaron los precios de venta del Crudo Escalante y Medanita para el transcurso del año 2017. La Sociedad, al igual que otras productoras de petróleo pesado, no firmó el mencionado acuerdo, por lo que continuó negociando los precios de venta libremente según los lineamientos previamente mencionados.

Con fecha 22 de septiembre de 2017 mediante una nota del Ministerio de Energía y Minería, se estableció que a partir del 1 de octubre de 2017, los compromisos establecidos en el mencionado Acuerdo quedaron suspendidos, por lo que cada empresa puede negociar libremente los precios dentro del mercado de los hidrocarburos, existiendo libertad para la importación y exportación de crudo, siempre que el mercado se encuentre abastecido.

Derechos de Exportación

La Resolución 1077/2014 del Ministerio de Economía y Finanzas del 29 de diciembre de 2014 define al precio internacional (PI) del petróleo crudo como el precio del Brent menos 8 US\$/bbl, y la alícuota nominal del derecho de exportación en función del PI del petróleo crudo. Siempre que el PI del crudo no supere los 71 US\$/bbl, la alícuota vigente será del 1%, mientras que cuando el PI del crudo supere los 71 US\$/bbl, la norma define una fórmula polinómica $[(PI - 70)/70 \times 100]$, que servirá para aplicar retenciones variables.

La Sociedad no ha realizado ventas al exterior de petróleo.

A partir del 7 de enero de 2017, quedó sin efecto la aplicación de los derechos de exportación, habiendo perdido vigencia la Ley 26732 que prorrogó por el término de 5 años el cobro de los derechos de exportación a partir del 7 de enero de 2012.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

b) Sector eléctrico

b.1) Esquema de remuneración vigente desde febrero de 2017

Res SE 19 E/2017 del Ministerio de Energía y Minería

Con fecha 27 de enero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 19 – E/2017 (Res SE 19 E/17), la cual dispuso un nuevo mecanismo remuneratorio que valoriza la disponibilidad de las unidades de generación. De esta manera, la autoridad buscó adoptar criterios de remuneración con condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de potencia a mediano plazo, estableciendo la posibilidad de que sean trasladados a la demanda. Su entrada en vigencia es a partir del 1 de febrero de 2017, dejando sin efecto el Esquema de Remuneración establecido en la Resolución SEE N° 22/16.

La Res SE 19 E/17 establece que un agente generador, cogenerador y autogenerador del MEM, titular de una central de generación térmica convencional podrá declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada, para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG) por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas, juntamente con las declaraciones estacionales de verano. Las declaraciones de Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) cubrirán lapsos de 3 años, pudiendo diferenciar los valores en distintos períodos estacionales semestrales. Para el año 2017, excepcionalmente, se habilitaron las DIGO para el semestre invernal. Quedan excluidos de estas ofertas los Agentes Generadores del MEM estatales (incluso aquella parte argentina de entidades binacionales) y los Agentes Generadores que hayan comprometido energía u/o potencia a través de acuerdos específicos.

El esquema de remuneración está denominado en Dólares Estadounidenses.

Asimismo, para aquellos generadores que posean saldos por los financiamientos del “Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica”, previa cancelación de los créditos ya devengados, la Resolución prevé el repago o devolución de los mismos, descontando de la liquidación mensual hasta 1 U\$/MWh por MW generado, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento.

Por último, determina también un esquema remuneratorio específico para aquellas centrales que generan energía hidroeléctrica y renovables, así como incentivos para aquellas térmicas que tengan un incremento de la eficiencia energética y mayores gastos de uso por despacho irregular.

La remuneración a los generadores térmicos habilitados se compone de:

i) Una remuneración por potencia disponible mensual, la cual se subdivide en:

- a) un precio mínimo asociado a Potencia Disponible Real,
- b) un precio base según cumplimiento de una DIGO y,
- c) un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada, recibiendo esta última un adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento.

ii) Una remuneración por energía generada y operada, la cual será la suma de la Energía Generada y la Energía Operada, la que podrá ser incrementada en función del cumplimiento de los objetivos de eficiencia térmica.

Los valores fijados por la Res SE 19 E /17 para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

i) Remuneración por potencia disponible mensual

a) Precio mínimo de la Potencia

Tecnología / Escala	[U\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050

b) Precio Base para remunerar la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[U\$/MW – mes]
May 17 – Oct 17	6.000
Nov 17 en adelante	7.000

c) Precio Adicional

Período	[U\$/MW – mes]
May 17 – Oct 17	1.000
Nov 17 en adelante	2.000

ii) Remuneración por energía generada y operada

- a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, se establecen en la siguiente tabla:

Tecnología/Escala	Gas Natural [U\$/MWh]
CC – Grande	5,0

- b) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 2,0 U\$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

La resolución también abarca remuneraciones para otras tecnologías de generación que no son aplicables a la Sociedad.

A partir de noviembre de 2017 entraron en vigencia las siguientes modificaciones a la Res SE 19/2017, mediante la Nota NO-2017-15482939-APN-SECEE#MEM:

- se podrá efectuar la declaración de DIGO en cada Programación Estacional;
- se podrá optar por el método de control de la DIGO, el cual podrá ser mensual (con un 7.5% de tolerancia) o semestral;
- se establece que el tipo de cambio que debe tomar CAMMESA para el pago de las liquidaciones será el del día anterior a la fecha de vencimiento del documento comercial.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

b.2) Esquema de tarifario vigente entre febrero de 2013 y enero de 2017

b.2.1) Res SEN 95/13

Con fecha 22 de marzo de 2013, la SEN emitió la Res SEN 95/13, la cual modificó el esquema remunerativo para la actividad de generación eléctrica y numerosas modificaciones a la organización del MEM, suspendiéndose la incorporación y renovación de nuevos contratos en el MAT.

La resolución estableció un nuevo régimen de alcance general en reemplazo del esquema de remuneración anterior para todo el sector de generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores), con excepción de: (i) centrales hidroeléctricas binacionales y de generación nuclear; y (ii) la generación eléctrica comprendida en contratos regulados por la SEN que contengan una remuneración diferencial bajo las Resoluciones SEN N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07, 200/09, 712/09, 762/09, 108/11, 137/11, y cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SEN (en adelante los “agentes generadores comprendidos”).

Este esquema remunerativo comenzó a aplicarse en el mes de febrero de 2013 y tuvo vigencia hasta enero de 2017.

El esquema remunerativo comprendía tres conceptos:

- i) Remuneración de Costos Fijos: La remuneración de los costos fijos era en función de los parámetros que varían por tipo de generación, tecnología, escala y por la potencia disponible de cada máquina (en función de su disponibilidad objetivo definida por la SEN) en las horas de remuneración de la potencia (HRP).
- ii) Remuneración de Costos Variables: La remuneración de los costos variables (no combustibles), la cual reemplazó la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles, se determinaba mensualmente y su cálculo era en función de la energía generada por tipo de combustible. La SEN, mediante Nota 2053 de fecha 19 de abril de 2013, reconoció la remuneración de potencia puesta a disposición de la unidad de generación con independencia de la disponibilidad de combustible.
- iii) Remuneración Adicional: La remuneración adicional se determinaba mensualmente y su cálculo era en función de la energía total generada. Una porción de la remuneración se destinaba a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico, cuyas especificaciones fueron establecidas por la SEN.

La suma de los tres conceptos constituía la remuneración total a recibir por los generadores comprendidos.

Reconocimiento de los costos de combustibles

La norma reconocía los costos de combustible propio valorizándolo al precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al transporte y distribución de gas natural y los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplieran las siguientes condiciones: (i) que se tratara de costos que a la fecha de vigencia de la resolución fueran reconocidos por CAMMESA, y (ii) que se tratara de costos que tuvieran origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la Resolución.

La gestión comercial y el despacho de combustibles para la generación quedaba centralizada en CAMMESA; por lo tanto, debido a que las relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se han extinguido, se dejaron de reconocer tales costos asociados.

Prioridad de pago

La Res SEN 95/13 estableció dos prioridades de pago diferentes. La primera comprendía el pago de la remuneración de costos fijos, la remuneración de costos variables y el reconocimiento de los valores de combustibles, las cuales se equiparaban con la prioridad establecida en el inc. e) del art. 4 de la Res SEN 406/03. La segunda comprendía a la remuneración adicional, la cual se compatibilizaba con los correspondientes a la aplicación del inciso c) del art. 4 de la Res SEN 406/03.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Suspensión de los contratos en el MAT

La resolución estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el MAT (excluidos los que se derivaran de resoluciones que fijaran un régimen de remuneración diferencial), así como su prórroga o renovación.

b.2.2) Res SEN 529/14

Con fecha 20 de mayo de 2014 se emitió la Res SEN 529/14, la cual actualizó los valores del esquema de remuneración fijados en la Res SEN 95/13, modificó la forma de remunerar los costos fijos e introdujo el concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes”, cuyo cálculo era en función de la energía total generada y tenían como único destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SEN (ver punto b.2.5)).

b.2.3) Res SEN 482/15

El 10 de julio de 2015 se emitió la Res SEN 482/15, la cual actualizó los valores del esquema de remuneración e incorporó modificaciones a la forma de liquidación de la misma; entre ellas, (i) en los costos fijos, el valor de disponibilidad de referencia se determinaba respecto de la potencia disponible en función de las condiciones típicas de temperatura en el sitio, (ii) en los costos variables, incentivos referentes a aumento de los pagos ante mayor cantidad de horas de marcha y a la mayor eficiencia en el uso del combustible (Incentivo a la “Producción” y a la “Eficiencia Operativa”), y (iii) en la remuneración de mantenimientos no recurrentes se aplicaba una fórmula que contemplaba ajustes en función del Factor de Utilización de la potencia en el último año móvil y de un Factor de Arranque que contempla la cantidad de arranques en virtud del despacho administrado por CAMMESA en el último año móvil, el cual se computaba hasta el mes anterior al de la transacción.

Asimismo, y conforme a lo establecido en el “Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2015-2018” de fecha 5 de junio de 2015 (“Acuerdo 2015-2018”), la Res SEN N° 482/15 incluyó un aporte específico, los Recursos para inversiones FONINVEMEM 2015-2018 (“Recursos FONINVEMEM 2015-2018”), destinado a la ejecución de las obras contempladas bajo dicho régimen.

b.2.4) Res SEN 22/16

Con fecha 30 de marzo de 2016, la Res SEN 22/16 actualizó los valores del esquema de remuneración fijados en la Res SEN 482/15, a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2016.

La evolución del esquema de remuneración para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW), percibido por los generadores es:

	Res. SEN 95/13 ⁽¹⁾	Res. SEN 529/14 ⁽²⁾	Res. SEN 482/15 ⁽³⁾	Res. SEN 22/16 ⁽⁴⁾
	\$/MWh			
Remuneración Costos Fijos	31,0	38,8	49,6	84,3
Remuneración Costos Variables	19,0	26,8	33,1	46,3
Remuneración Adicional Directa	7,5	9,4	11,7	11,7
Remuneración Adicional Fideicomiso (*)	5,0	6,2	7,8	7,8
Remuneración Mantenimientos no Recurrentes	-	21,0	24,7	39,5

(*) Este concepto se acumula en un Fondo que aún las generadoras no han percibido.

(1) Vigente desde febrero 2013 a enero 2014

(2) Vigente desde febrero 2014 a enero 2015

(3) Vigente desde febrero 2015 a enero 2016

(4) Vigente desde febrero 2016 a enero 2017

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

b.2.5) Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica

Desde el mes de junio de 2011, la Sociedad vino gestionando ante la SEN y CAMMESA, el financiamiento de un plan de mantenimientos mayores y extraordinarios, a realizarse en todas las unidades de la CT ADC, con el objetivo de posibilitar la continuidad de la operación confiable de sus unidades generadoras.

La SEN, mediante su Nota 1873 de fecha 12 de abril de 2013, aprobó la ejecución de las obras propuestas por un monto total de \$ 158.470.000 (equivalentes a US\$ 30.891.000), sujeto a que CAMMESA desarrollara junto con la Sociedad los instrumentos administrativos necesarios a los efectos de que dichos documentos fueran autorizados por la misma SEN.

Con fecha 27 de marzo de 2014 la Sociedad presentó a CAMMESA la propuesta de financiamiento y cesión de créditos en garantía para la realización del mantenimiento de la CT ADC en el marco de la Res SEN 146/02.

Las características principales de esta propuesta fueron:

- El monto del financiamiento fue el equivalente en pesos hasta US\$ 30.891.000, al que se le descontó lo mencionado en el párrafo siguiente.
- La Sociedad se comprometió a utilizar, para realizar el mantenimiento de las unidades de la CT ADC, los créditos impagos que le correspondían por aplicación de los artículos 4° y 5° del “Acuerdo SEN Generadores 2008-2011”.
- El financiamiento se efectivizó de acuerdo con la estimación presentada del flujo de fondos, al control del avance de las obras y sujeto a las disponibilidades de fondos de CAMMESA, mediante la entrega de adelantos parciales. Luego de cada adelanto, la Sociedad debió realizar la rendición de los fondos percibidos durante el mes anterior.
- Para cada máquina a la cual se le hubiera adelantado fondos para su mantenimiento y sólo una vez realizada la puesta en marcha de cada una de las unidades generadoras a ser reparadas, la Sociedad debía reintegrar el monto del financiamiento recibido en 36 cuotas mensuales iguales y consecutivas.
- La cancelación de dicha financiación se realizó en primer término aplicando la Remuneración para Mantenimientos Extraordinarios (creada mediante la Res SEN 529/14 – Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes, ver punto b.2.2)), y de no ser suficiente, en segundo término se aplicó la Remuneración Adicional Generadores (establecida por la Res SEN 95/13 y modificada por la Res SEN 529/14) correspondiente a cada máquina. Con la entrada en vigencia de la Res SE 19 E/2017 se introdujo el descuento de hasta 1U\$/MWh por MW generado de la liquidación mensual (ver punto b.1).
- La Sociedad garantiza, para cada mes posterior a la entrada en funcionamiento a posteriori de haberle realizado los trabajos de mantenimiento financiados y hasta la culminación del período de repago, una disponibilidad mínima para cada una de las unidades generadoras a reparar.
- En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas, la Sociedad cedió y transfirió a favor de CAMMESA el 100% de sus créditos actuales y futuros, devengados y a devengarse a favor de Capex derivados exclusivamente de las remuneraciones por Costos fijos, Costos variables (no combustibles) y Remuneración Adicional Generadores, por hasta un monto máximo de US\$ 20 millones a cada momento y hasta el límite del valor de las cuotas impagas.
- La Sociedad puede, previa notificación a CAMMESA, cancelar anticipadamente parte o la totalidad del financiamiento. CAMMESA está obligada a aceptar la cancelación anticipada.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Posteriormente, la Sociedad solicitó la ampliación del monto original del financiamiento en US\$ 20.000.000 (IVA incluido) para hacer frente al nuevo alcance de las obras originado en:

- 1) Cambios en el plan original de mantenimiento, y
- 2) Mayores costos registrados en comparación con los originalmente estimados.

Con fecha 18 de noviembre de 2015, dicha ampliación fue aprobada por la Subsecretaría de Energía Eléctrica y aceptada por CAMMESA mediante la formalización de una Adenda sobre el Acuerdo original, a partir de la cual el monto total del Programa asciende a la suma de U\$S 50.891.000.

Desde el inicio del programa y hasta el 30 de noviembre de 2017 la Sociedad recibió por parte de CAMMESA, la totalidad de los fondos del programa por el equivalente de \$ 567,5 millones. Estos fondos fueron compensados con la Remuneración para Mantenimientos No Recurrentes y con el saldo acumulado en créditos por la "Remuneración Adicional Fideicomiso", adeudando al 30 de abril de 2018 la suma de \$ 115,0 millones, y pagaderos en hasta 48 cuotas a descontar de la remuneración mensual del generador, según la propuesta presentada por la Sociedad. Los mismos se encuentran expuestos en el rubro "Deudas Financieras" (ver Nota 20).

b.2.6) Decreto 134/15 del PEN

Mediante el Dec 134/15 el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. A partir de esta declaración, se instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que elaborara, pusiera en vigencia, e implementara un programa de acciones que fueran necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Asimismo, convocó a las provincias para adherir a esta declaración.

b.3) Energías renovables

b.3.1) Resolución Secretaría de Energía 108/11

La Resolución SE N° 108/11 de fecha 29 de marzo de 2011 habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes de energía renovables, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de publicación de esta resolución, fueran agentes del MEM, o no estuvieren habilitados comercialmente o interconectados.

Estaban habilitados a ser parte de las ofertas de generación, todos aquellos proyectos en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determinara.

Los contratos de abastecimiento del MEM bajo esta resolución tienen las siguientes características:

- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses.
- Parte vendedora: el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la SE.
- Parte compradora: el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendan celebrar contratos con el MEM deberán presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.
 - Duración ofertada del contrato de abastecimiento al MEM.
- Período de vigencia de la oferta.
 - La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período.
 - La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables, así como los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
- La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Se estableció que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada contrato de abastecimiento al MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido. Los referidos costos podrán ser revisados por la SE cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente contrato de abastecimiento al MEM.

A su vez, se estableció que, en tanto sea de aplicación la Resolución SE N° 406/03, las obligaciones derivadas del contrato tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del art. 4 de esa resolución. En caso de que se modifique el orden de prioridad a aplicar, la prioridad de cancelación no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Hychico ha efectuado un contrato de abastecimiento con el MEM teniendo en cuenta esta normativa.

b.3.2) Ley XVII N° 95 – Beneficios impositivos energías renovables

Con fecha 19 de octubre de 2015, el Titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia del Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED, en el marco de la Ley XVII N° 95, los beneficios previstos en el artículo 7° apartado B inciso 3, eximiendo en el 100% el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos durante los primeros cinco (5) años a partir de su otorgamiento y por el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo inclusive. Bajo el mismo marco legal y de acuerdo con lo previsto en el artículo 8°, otorgó “estabilidad fiscal” en el ámbito provincial por un plazo de 15 años, entendiendo por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

b.3.3) LEY 27.191 – Modificaciones al régimen de fomento de energías renovables

El 25 de septiembre de 2015 el Congreso Nacional sancionó la Ley 27.191, que fue publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2015. La mencionada Ley introdujo modificaciones al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables creado por la Ley 26.190, para lo cual, en líneas generales, y con el objetivo de lograr alcanzar una contribución de energía renovable en la matriz de consumo nacional del 8% al 31 de diciembre de 2017 y del 20% al 31 de diciembre de 2025 incorporó los siguientes puntos: (i) amplió la definición de energías renovables; (ii) eliminó el límite de 10 años para el régimen de beneficios fiscales; (iii) fijó incentivos fiscales no excluyentes como: devolución anticipada de IVA, amortización acelerada de impuesto a las ganancias, exclusión de la base de los bienes afectados por las actividades promovidas del impuesto a la ganancia mínima presunta, exención de derechos de importación, compensación de quebrantos con ganancias (de los actuales 5 años pasa a 10 años), exención del impuesto a la distribución de dividendos siendo el beneficiario persona física (sólo en caso de reinversión del mismo), y certificados fiscales por el 20% del valor de los componentes nacionales; (iv) creó el Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables que, entre otras cosas, otorgará préstamos y garantías a los proyectos de inversión y (v) dispuso que todos los usuarios de energía eléctrica tendrán que contribuir cumpliendo con los objetivos de consumo de energías renovables establecidos por la ley, para lo cual se estableció un cronograma gradual y obligaciones especiales para los Grandes Usuarios de más de 300kW. Finalmente la ley ratificó que la generación eólica debe ser tratada como generación hidráulica de pasada; por lo tanto ésta despachará en virtud de la disponibilidad de viento real con la que contase.

Adicionalmente, en el mes de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería emitió las Res 71/2016 y 72/2016 mediante las cuales dio inicio la primera ronda del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (“Programa RenovAr”) para dar cumplimiento a las Leyes 26190 y 27191. Con fecha 5 de septiembre de 2016 Hychico, conjuntamente con Plenium Energy S.A. (sociedad vinculada), presentó una oferta en el marco de dicho programa, la cual, finalmente, no fue adjudicada.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

b.3.4) Res SE E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería

El 17 de agosto de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería, la cual convocó a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación – el Programa RENOVAR (Ronda 2)-, con el fin de celebrar contratos del mercado a término (denominados contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable), con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista – hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones del Programa. La Sociedad participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II (ver Nota 36).

c) Sector gas natural

- **Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 - Ley 26.741 “Soberanía Hidrocarburífera Nacional” y Decreto N° 1277/12**

Ver punto a) Sector petrolero

- **Programa Gas Plus**

La SEN, a través de la Res. SEN 24/08, creó el denominado “Programa Gas Plus”, mediante el cual se generó un esquema de incentivos a la incorporación de nueva producción de gas natural. La Sociedad ha presentado varios proyectos, los cuales han sido aprobados. Las ventas de gas efectuadas por la Sociedad corresponden al Programa Gas Plus.

- **Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida**

A fines de noviembre de 2013 la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas dictó la Res 60/13 que creó un nuevo "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida" (el "Programa") al cual podían solicitar la adhesión empresas que, como la Sociedad, habían tenido una inyección promedio menor a 3,5 millones de m³/día. La solicitud de adhesión al Programa debía ser aprobada por la Comisión. En líneas generales el Programa establece un esquema de compensaciones a pagar sobre los precios de Gas Natural que se aplica en forma escalonada y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa por sobre su inyección base ajustada (inyección base = inyección del período julio a diciembre/13). Los valores de las compensaciones van desde US\$4/MMBTU hasta US\$7,5/MMBTU dependiendo de la inyección por encima de la inyección base. El Estado Nacional abona las compensaciones en forma trimestral en pesos. Las empresas que ingresen al Programa asumen el compromiso de inyectar como mínimo la inyección base ajustada o abonar al Estado Nacional el precio de importación del volumen faltante, que se calcula en base al precio de importación de gas natural licuado durante los seis meses anteriores. El Programa tendrá una vigencia de 4 años con posibilidad de un año de prórroga sujeto a la autorización de la Comisión. Las empresas podían solicitar la adhesión al Programa hasta el 31 de marzo de 2014.

Durante el mes de diciembre de 2013, la Sociedad presentó la solicitud de adhesión al mencionado Programa y mediante la Res 26/14 del 25 de marzo de 2014, fue inscrita por la Comisión.

- **Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería**

El Ministerio de Energía y Minería, con fecha 7 de abril de 2016, dictó la Res 41/16, la cual establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para cada cuenca de origen, con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, aplicable a partir del 1 de abril de 2016. El precio vigente para la Cuenca Neuquina es de US\$/MMBTU 5,53.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

- **Resolución 46-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Res 46-E/2017, mediante la cual crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (el "Programa"), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

El Programa tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Podrán adherir al presente Programa las empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberán estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras. Estas deberán además contar con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial y con la conformidad de la Secretaria de Recursos Hidrocarbúricos para ser incluidas en el Programa.

La compensación se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno) y el precio mínimo.

El precio mínimo será:

- 7,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2018,
- 7,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2019,
- 6,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2020, y
- 6,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2021.

El pago de la primera compensación bajo el programa se efectuará el mes posterior a aquél en que se efectúe la solicitud o el mes de enero de 2018, lo que sea posterior. Sin perjuicio de ello, aquellas empresas participantes del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida", creado por la Res 60/13 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúrica, que adhieran al presente programa, podrán recibir compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente a aquél en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al Programa. A los efectos de las compensaciones correspondientes al año 2017, se utilizará como precio mínimo el establecido en el presente programa para el año 2018. Asimismo, para el cálculo del precio efectivo durante el año 2017 para dichas empresas se consideró el precio de la inyección excedente previsto en la Res 60/13.

- **Resolución 419-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 1 de noviembre de 2017 se dictó la Res 419-E / 2017 que modifica la Res 46-E / 2017, estableciendo un nuevo Anexo I que modifica las bases y condiciones del Programa.

Definiciones:

1. **Gas No Convencional:** gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactas de baja permeabilidad y porosidad (Tight Gas o Shale Gas).
2. **Concesiones Incluidas:** Son aquellas concesiones que producen Gas No Convencional, ubicadas en la cuenca Neuquina.
3. **Producción Inicial:** Producción de Gas No Convencional media mensual para el período julio 2016 / junio 2017.
4. **Producción Incluida:**
 - a. Para aquellas concesiones cuya Producción Inicial sea menor a 500.000 m³/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
 - b. Para aquellas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m³/d, es la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional, descontando la Producción Inicial.
5. **Precio Mínimo:**
 - o 2018: 7,50 U\$/MMbtu.
 - o 2019: 7,00 U\$/MMbtu.
 - o 2020: 6,50 U\$/MMbtu.
 - o 2021: 6,00 U\$/MMbtu.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

6. Precio Efectivo: Precio promedio mensual ponderado por el volumen total de ventas de gas natural en Argentina (será publicado por la SE).
7. Compensación Unitaria: Resultado de Restar el Precio Efectivo del Precio Mínimo (cuando dicha diferencia sea mayor a cero).
8. Pagos provisorios: pago del 85% de la compensación (calculada con las proyecciones de las empresas), para el mes anterior.

No se considerarán concesiones que en su plan de inversión no alcancen una producción media anual (12 meses consecutivos) antes del 31 de diciembre de 2019 de 500.000 m³/día. De no alcanzar los 500.000 m³/día deberá reintegrar los montos de compensación recibidos, actualizados con una tasa de interés (tasa activa promedio del Banco Nación para operaciones de descuentos comerciales). La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos podrá solicitar un seguro de caución para garantizar el reintegro de la compensación.

- Se deberá presentar esquema de medición y producción independiente.
- El pago de la primera compensación será el correspondiente al mes posterior al que la empresa haya presentado la solicitud o el mes de enero de 2018, el que fuese posterior.
- Comienzo Anticipado Plan Gas II:
 - Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
 - Para el año 2017 se utilizará el precio mínimo del año 2018.
 - El precio efectivo, para el año 2017, será el precio de la inyección excedente que corresponda.
- Pagos:
 - Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
 - Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
 - La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitirá una orden de pago antes del último día hábil del mes siguiente al de la inclusión de la empresa.
 - Dentro de los 20 días del mes posterior al que se emita la orden de pago se deberá presentar una declaración jurada, certificada por auditores independientes de la Producción Incluida.
- Control de los volúmenes de Producción:
 - Volúmenes correspondientes a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos enviará al ENARGAS los volúmenes de producción incluida presentados por las empresas y éste verificará los volúmenes de inyección.
 - Puntos previos a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos verificará los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas instalado conforme Resolución 318/2010.

Con fecha 31 de enero de 2018, la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción dependiente del Ministerio de Energía y Minería una solicitud de adhesión para la Concesión Agua del Cajón al Programa antes mencionado. Dicha presentación incluye la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa.

Adicionalmente, en la misma fecha y de idéntica forma para este Programa, Capex solicitó ante el Ministerio de Energía y Minería la adhesión de la Concesión Loma Negra ubicada en la Provincia de Río Negro, en la cual la Sociedad posee una participación del 37,5% y es operador de la misma. Al igual que con la anterior, se incluyó la aprobación por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Secretaría de Energía de Río Negro – Resolución 13 del 30 de enero de 2018) de un plan de inversión por millones de US\$ 74,5 correspondientes a la totalidad del área de concesión “Loma Negra”. Capex se encuentra a la espera de la aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

d) Sector GLP

- **Ley 26.020 y Res SEN 168/05**

El marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP ha sido aprobado por el Congreso de la Nación mediante la Ley 26.020. Dicho marco regulatorio tiene por objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes. Asimismo, se ha fijado una política general en la materia, estableciendo objetivos precisos para la regulación de la industria y comercialización de GLP, todos ellos tendientes a mejorar la competitividad del mercado y ampliar el desarrollo de la industria del GLP, incentivando la eficiencia del sector y garantizando la seguridad en la totalidad de las etapas de la actividad, con una adecuada protección de los derechos de los usuarios, sobre todo en la fijación de los precios.

La Ley 26.020 alcanza a la totalidad de la cadena productiva del GLP, es decir a las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenaje, distribución, servicios de puerto y comercialización de GLP en todo el territorio de la Argentina.

Respecto de la regulación propia de la actividad de producción, cabe destacar que el artículo 11 de la Ley 26.020 ha consagrado la libertad de la actividad de producción, es decir, que la producción de GLP bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas es libre: se podrá disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro requisito que el cumplimiento de la Ley 26.020, su reglamentación y las normas técnicas pertinentes.

Asimismo, la Ley 26.020 autoriza la libre importación de GLP sin otro requisito que el cumplimiento de dicha ley y sus normas reglamentarias y complementarias, y sin necesidad de autorización previa. Por lo contrario, la exportación de GLP solamente será libre una vez garantizado el volumen de abastecimiento interno, debiendo en cada caso mediar autorización del PEN.

Por medio de la Res SEN 168/05 se establece que quienes deseen realizar operaciones de exportación deben registrarse ante la dirección de gas licuado de petróleo, dependiente de la Subsecretaría de Combustibles, para su aprobación, y los interesados en exportar GLP deberán demostrar que la demanda de toda la cadena comercial está debidamente satisfecha mediante el mecanismo establecido en dicha resolución.

La Autoridad de Aplicación de la Ley 26.020 es la SEN, quien debe ejecutar y velar por el cumplimiento de los objetivos de la regulación de la industria y comercialización del GLP establecidos por dicha ley, dictando las normas que resulten necesarias a tal efecto.

- **Res SEN 1070/08 y 1071/08**

La SEN, a través de las Res SEN 1070/08 y 1071/08, ratificó (i) un Acuerdo Complementario al Acuerdo con Productores de Gas celebrado con ciertos productores de gas, y (ii) un Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP, celebrado con ciertos fraccionadores, productores de GLP, y otros actores del mercado, ninguno de los cuales fue suscripto por la Sociedad (ver Nota 25.2 a.1)). Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SEN.

- **Res ENARGAS 1982, 1988 y 1991/11**

A fines del mes de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó las Res 1982, 1988 y 1991/11 en virtud de las cuales, entre otras cuestiones: (i) se ajustaron los valores unitarios del cargo creado por el Decreto PEN 2067/08 aumentándolos aproximadamente un 1000% y (ii) se dispuso aplicar dicho cargo en forma completa a determinados usuarios no residenciales de gas natural de acuerdo con la actividad principal o secundaria que éstos realicen, lo cual incluye a las plantas de tratamiento de gas natural ubicadas fuera de la medición regulada, tal el caso de la planta Agua del Cajón, propiedad de Servicios Buproneu S.A., en la cual la Sociedad procesa su gas natural.

La Sociedad considera que dicho cargo tarifario resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no había sido creado por una Ley del Congreso Nacional. En virtud de ello, la Sociedad ha interpuesto acciones legales y obtenido una medida cautelar según se explica en la Nota 25.2 a.2).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

- **Res SEN 77/12**

En marzo 2012 se publicó la Res SEN 77/12, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se prorroga el acuerdo de estabilidad del precio de GLP (butano), se dispone que las empresas productoras no firmantes deberán cumplir los parámetros de abastecimiento que determine la SEN y vender GLP (butano) a las empresas fraccionadoras a precios y con compensaciones iguales a las establecidas para las productoras firmantes del mencionado acuerdo y que las empresas que incumplan dichos parámetros y disposiciones quedarán (i) inhabilitadas para exportar, (ii) no podrán efectuar operaciones de compra y venta de GLP en el mercado interno con ninguno de los sujetos activos de la industria y (iii) serán pasibles de multas por falta de entrega del producto en los términos determinados por la Autoridad de Aplicación o por ventas que superen los precios establecidos en el mencionado acuerdo o en dicha resolución. La Sociedad ha iniciado acciones administrativas y judiciales contra las disposiciones de esta resolución (ver Nota 25.2 a.3)) y, a raíz de ello, ha obtenido una medida cautelar que suspende los efectos de esta norma y de las inhabilitaciones dispuestas contra la Sociedad por la SEN en base a esta norma. Con posterioridad la SEN dictó las Resoluciones 429/13 y 532/14 que aprobaron las sucesivas prórrogas al acuerdo de estabilidad de precio de GLP y, en líneas generales, reiteraron las disposiciones de la Res SEN 77/12. La Sociedad, en su condición de empresa no firmante del acuerdo de precio de GLP, eventualmente iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas en caso de resultar necesario.

- **Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015**

En marzo 2015, se publicó el Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015, a través de los cuales se discontinúa el Programa “Garrafa para Todos”, vigente desde el año 2009 y se crea en su reemplazo el Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)” por medio del cual se modifica el esquema de aportes de volumen de Propano y Butano, régimen de subsidios y de precios máximos vigentes. La Sociedad participó de dichos programas.

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizaron en abril de 2018 (Disp. 5/2018). Los nuevos precios quedaron establecidos en \$/tn 5.416 para el butano y \$/tn 5.502 para el propano, manteniéndose las compensaciones en \$/tn 550 y \$/tn 200 para el butano y el propano, respectivamente.

- **Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido**

Desde el año 2002 se han firmado con los productores de gas Propano, “Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido” para Redes, que tienen por objeto asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento del Gas Propano para las Redes de distribución, que actualmente funcionan en la República Argentina.

Los mismos contemplaron, hasta diciembre de 2015, la percepción directa de parte del receptor del volumen del acuerdo la suma de \$ 300/tn. La diferencia entre este valor y el precio denominado “Export Parity Local” publicado por la SEN se cobra a través de un certificado de crédito fiscal y/o efectivo de parte de la autoridad de aplicación.

Las entregas realizadas entre el 1 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015 no fueron cobradas por medio de certificado fiscal, sino por medio de la emisión de instrumentos de deuda pública (BONAR 2020 US\$). La Sociedad debió adherirse como Empresa Beneficiaria de dicho programa, creado por medio del Decreto 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 20 de mayo de 2016.

Los precios percibidos por las empresas se actualizaron en octubre de 2016 (Res 212/2016), marzo de 2017 (Res 74-E/2017) y en noviembre de 2017 (474-E/2017) determinándose los precios vigentes desde entonces en \$/tn 1.941 para usuarios residenciales.

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un “Porcentaje de Adecuación” igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN

2.1 – Normas contables profesionales aplicadas

La Comisión Nacional de Valores (“CNV”), a través de las Resoluciones Generales N° 562/09 y 576/10, ha establecido la aplicación de las Resoluciones Técnicas N° 26 y 29 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), que adoptan las NIIF, “Normas Internacionales de Información Financiera” (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen.

2.2 – Bases de presentación

Los presentes estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera según las emitió el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Los estados financieros consolidados contienen todas las exposiciones significativas requeridas por las NIIF.

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos, corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del ejercicio sobre el que se informa. Adicionalmente, el Grupo informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto. El año fiscal comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal.

Los presentes estados financieros están expresados en pesos sin centavos, excepto que se indique en forma expresa alguna situación diferente. Los mismos han sido preparados bajo la convención del costo histórico, modificado por la medición de ciertos activos y pasivos financieros y no financieros a valor razonable.

La preparación de estos estados financieros de acuerdo con las NIIF requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

Los presentes estados financieros fueron aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 6 de julio de 2018.

Información comparativa

Los saldos al 30 de abril de 2017 que se exponen en los presentes estados financieros consolidados a efectos comparativos, surgen de los estados financieros a dicha fecha. Ciertas reclasificaciones no significativas han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

2.3 - Normas contables

2.3.1 - Normas nuevas y modificadas adoptadas por el Grupo

A continuación se realiza una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por la Sociedad y su impacto sobre los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

- NIC 7 "Estado de flujos de efectivo"

Fue modificada en enero de 2016. Se requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios comprender los cambios en los pasivos que surgen de las actividades de financiación. Esto incluye los cambios derivados de flujos de efectivo, tales como las utilidades de los fondos y las amortizaciones de préstamos; y los cambios que no implican flujos de efectivo, tales como adquisiciones, ventas y diferencias de cambio no realizadas. Es aplicable para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017. La aplicación de las modificaciones no impactó en los resultados de las operaciones o en la situación financiera del Grupo.

- NIC 12 "Impuesto a las ganancias"

Fue modificada en enero de 2016, para clarificar los requisitos en materia de reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. Las modificaciones aclaran cómo contabilizar el impuesto diferido cuando un activo es medido a valor razonable y ese valor razonable se encuentra por debajo de la base imponible del activo. Las modificaciones también aclaran otros aspectos relacionados con la contabilización de activos por impuestos diferidos. Las modificaciones entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2017. El Grupo estima que las modificaciones no impactarán en los resultados de las operaciones o en la situación financiera del Grupo.

2.3.2 - Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigor para ejercicios financieros que comenzaron el 1 de mayo de 2017 y no han sido adoptadas anticipadamente

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros han sido emitidas las siguientes normas que no han sido adoptadas debido a que su aplicación no es exigida al cierre del ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2017:

- NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes"

Emitida en el mes de mayo de 2014 y posteriormente en el mes de septiembre de 2015, se modificó la entrada en vigencia para los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero 2018. Trata los principios para el reconocimiento de ingresos y establece los requerimientos de información sobre la naturaleza, monto, calendario e incertidumbre de ingresos y flujos de efectivo que surgen de contratos con clientes. El principio básico implica reconocer ingresos que representen la transferencia de bienes o servicios comprometidos con clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho.

La gerencia ha evaluado los efectos de la aplicación de NIIF 15 en los estados financieros del Grupo en relación con los contratos vigentes al 1 de mayo de 2018. Como resultado de la evaluación, el Grupo no ha identificado diferencias relacionadas con las obligaciones de desempeño, ni con la metodología de asignación de precios, que podrían afectar la oportunidad del reconocimiento de los ingresos en el futuro.

Por último, no se han detectado activos o pasivos contractuales que deban presentarse por separado de acuerdo con NIIF 15.

- NIIF 9 "Instrumentos financieros"

La modificación fue emitida en el mes de julio de 2014. La misma incluye en un solo lugar todas las fases del proyecto de la IASB para reemplazar la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Dichas fases son la clasificación y medición de los instrumentos, desvalorización y contabilización de cobertura. Esta versión adiciona un nuevo modelo de desvalorización basado en pérdidas esperadas y algunas modificaciones menores a la clasificación y medición de los activos financieros. La nueva norma reemplaza todas las anteriores versiones de la NIIF 9 y es efectiva para períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

El Grupo aplicará la NIIF 9 modificada de forma retroactiva a partir del 1 de mayo de 2018, con los recursos prácticos permitidos y no reexpresará los períodos comparativos.

El Grupo ha revisado los activos financieros que actualmente mide y clasifica a valor razonable con cambios en resultados o al costo amortizado y ha concluido que cumplen las condiciones para mantener su clasificación; en consecuencia, no espera que las modificaciones de NIIF 9 afecten la clasificación y medición de los activos financieros.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

En cuanto al nuevo modelo de contabilidad de cobertura que, en líneas generales, permite acrecentar las relaciones de cobertura elegibles, de forma opcional, para de representar el efecto de las actividades de gestión de los riesgos relacionados, el Grupo no ha optado por designar ninguna relación de cobertura a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, ni espera efectuar ninguna designación; en consecuencia, no espera modificaciones por aplicación de NIIF 9.

Con respecto al nuevo modelo de deterioro de valor basado en pérdidas crediticias esperadas (PCE) en lugar de pérdidas crediticias incurridas, en función de las evaluaciones realizadas a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el Grupo no espera un incremento en la provisión por deterioro de créditos comerciales.

El Grupo ha adoptado la primera fase de la NIIF 9 a la fecha de transición y se encuentra analizando los posibles impactos de la primera, segunda y tercera fase modificadas, sobre la medición de la clasificación y la exposición de los instrumentos financieros.

- NIIF 16 “Arrendamientos”

Fue emitida en el mes de enero de 2016 y sustituye a la guía actual de la NIC 17. Define un arrendamiento como un contrato, o una parte de un contrato, que transmite el derecho a controlar el uso de un activo (activo subyacente) por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Bajo esta norma, el arrendatario debe reconocer un pasivo por arrendamiento que refleje el valor presente de los pagos en el futuro y un activo por el derecho de uso. Este es un cambio significativo con respecto a la NIC 17 en la que se requería que los arrendatarios hicieran una distinción entre un arrendamiento financiero (expuesto en el estado de situación financiera) y un arrendamiento operativo (sin impacto en el estado de situación financiera). La NIIF 16 contiene una exención opcional para los arrendatarios, en caso de arrendamientos de corto plazo y para arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor. La NIIF 16 es efectiva para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo se encuentra analizando el posible impacto de su aplicación en los resultados de las operaciones y la situación financiera del Grupo.

- CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y Contraprestaciones anticipadas”

Fue emitida en diciembre de 2016. La interpretación aborda la determinación de la “fecha de transacción” que determina el tipo de cambio a utilizar en el reconocimiento de un activo, gasto o ingreso relacionados con una entidad que haya recibido o pagado un adelanto en moneda extranjera. La fecha de transacción es la fecha en que se reconoce el activo o pasivo no monetario derivado de la recepción o pago del anticipo. Es aplicable a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018. El Grupo se encuentra analizando el posible impacto de su aplicación en los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

- CINIIF 23 “Posiciones impositivas inciertas de Impuesto a las ganancias”

Fue emitida en junio 2017. Clarifica la aplicación de NIC 12 con respecto a la existencia de posiciones fiscales inciertas en la determinación del impuesto a las ganancias. De acuerdo con la interpretación, una entidad debe reflejar el impacto de la posición fiscal incierta usando el método que mejor predice la resolución de la misma, ya sea a través del método de probabilidad o el método del valor esperado. Adicionalmente, la entidad debe asumir que la autoridad fiscal examinará las posiciones inciertas y tiene pleno conocimiento de toda la información relevante relacionada al evaluar el tratamiento fiscal en la determinación del impuesto a las ganancias. La interpretación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, permitiendo la adopción anticipada. El Grupo se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la CINIIF 23; no obstante, estima que la aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

- IAS 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”

Fue modificada en octubre de 2017. Clarifica que se aplica NIIF 9 a otros instrumentos financieros en una asociada o negocio conjunto a los que no se aplica el método de la participación. Es aplicable a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, permitiendo la adopción anticipada. El Grupo se encuentra analizando el impacto de su aplicación; no obstante, estima que no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

2.4 - Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por ésta. Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad tiene el poder y el derecho de decidir las políticas operativas y financieras, a fin de obtener retornos variables de sus actividades, y con capacidad de afectar dichos retornos. Las subsidiarias son íntegramente consolidadas desde la fecha en la cual el control es transferido a la Sociedad y son desconsolidadas desde la fecha en que este control cesa.

Los principales ajustes de consolidación son los siguientes:

1. eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros;
2. eliminación de operaciones entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente aquellas operaciones concertadas con terceros;
3. eliminación de las participaciones en el patrimonio y en los resultados integrales de cada ejercicio de las sociedades controladas en su conjunto.

Las políticas contables de las subsidiarias se han modificado en los casos en que ha sido necesario para asegurar la uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad.

Las subsidiarias de la Sociedad al 30 de abril de 2018 son las que se detallan a continuación. El Capital Social de las mismas está conformado por acciones ordinarias.

Nombre de la entidad	País	% de tenencia directa e indirecta de acciones y votos	% de tenencia del interés no controlante	Actividad principal
Servicios Buproneu S.A. (SEB)	Argentina	95%	5%	Prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases
Hychico S.A. (Hychico)	Argentina	84,9816%	15,0184%	Producción de energía eléctrica, hidrógeno y oxígeno
E G WIND S.A.	Argentina	99,25%	0,75%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

a) SEB

SEB es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 95% del capital y de los votos al 30 de abril de 2018 y 2017. El principal activo de SEB es una planta separadora de gases, ubicada en Plottier, provincia del Neuquén. Con dicha planta SEB provee a la Sociedad el servicio de procesamiento de gas, a través de un contrato firmado por ambas sociedades en noviembre de 1999 y modificado posteriormente en varias ocasiones.

b) Hychico

Hychico es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 48,5496% del capital y de los votos al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente y adicionalmente posee el 36,4320% de manera indirecta al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Hychico se dedica al desarrollo de proyectos energéticos sobre la base de energías renovables y actualmente se encuentra operando en Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, (i) el Parque Eólico Diadema cuya potencia total instalada es de 6.300 KW (el “Parque Eólico”) y (ii) la Planta de producción de hidrógeno y oxígeno (la “Planta”) a través del proceso de electrólisis, utilizando el hidrógeno como combustible para la generación de energía eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

c) E G WIND

E G WIND es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 95% del capital y de los votos al 30 de abril de 2018 y adicionalmente posee el 4,25% de manera indirecta a la misma fecha. Con fecha 17 de noviembre de 2017 la Sociedad adquirió el 95% de las acciones de E G WIND S.A. a Hychico S.A. y Plenium S.A., abonando \$ 25.000 y asumiendo los derechos y obligaciones, activos, autorizaciones, permisos y toda otra información. E G WIND se dedica a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y se encuentra construyendo el Parque Eólico Diadema II (ver Nota 36).

2.4.2 Combinaciones de negocios

Las adquisiciones de negocios se contabilizan mediante la aplicación del método de adquisición. La contraprestación de la adquisición es medida a su valor razonable, calculando a la fecha de adquisición la suma del valor razonable de los activos transferidos, los pasivos incurridos o asumidos y los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y entregados a cambio del control del negocio adquirido. Los costos relacionados con la adquisición son imputados a resultados al momento de ser incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios son reconocidos a su valor razonable a la fecha de adquisición (ver Nota 37).

Si como resultado de la evaluación, el monto de la contraprestación de la adquisición excede el monto neto de los activos identificables adquiridos y el pasivo asumido a la fecha de la adquisición, más el monto de la participación no controladora en la adquirida y más el valor razonable que mantenía la Sociedad en su poder (si hubiera) de la participación en el patrimonio de la sociedad adquirida, se registra un valor llave.

Si, por lo contrario, como resultado de la evaluación, el monto neto de los activos identificables adquiridos y el pasivo asumido excede la suma de la contraprestación de la adquisición, más el monto de la participación no controladora en la adquirida y más el valor razonable que mantenía la Sociedad en su poder (si hubiera) de la participación en el patrimonio de la sociedad adquirida, dicho exceso es contabilizado inmediatamente en resultados como una ganancia por la compra del negocio. La participación no controlante en la sociedad adquirida se valúa a su valor razonable a la fecha de adquisición o al valor proporcional sobre los activos netos adquiridos.

La Sociedad cuenta con hasta 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar la contabilización de las combinaciones de negocios. En el caso en que la contabilización de la combinación de negocios no esté completa al cierre del ejercicio, la Sociedad revelará este hecho e informará los montos provisionales.

2.4.3 Participaciones en acuerdos conjuntos

Una operación conjunta es la que se da entre dos o más partes cuando las mismas tienen control conjunto: éste es el reparto del control contractualmente decidido en un acuerdo, que existe sólo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Bajo NIIF 11, las inversiones en operaciones conjuntas deben clasificarse entre operaciones conjuntas y negocios conjuntos, dependiendo de los derechos contractuales y obligaciones asumidas. La Sociedad ha analizado la naturaleza de sus operaciones conjuntas y ha determinado que las mismas califican como tales. En consecuencia, la Sociedad reconoce en sus estados financieros los derechos sobre activos, las obligaciones sobre pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en las operaciones conjuntas en las diferentes operaciones conjuntas de exploración y producción de hidrocarburos.

Las inversiones en operaciones conjuntas se registran inicialmente al costo y posteriormente se valúan de acuerdo con el método de la participación. La participación de la Sociedad en los activos, pasivos y resultados de las operaciones conjuntas en las que participa se consolida siguiendo el método de la consolidación proporcional por poseer la Sociedad control conjunto de la actividad de dichas operaciones.

En Nota 38 se expone la situación financiera resumida de las operaciones conjuntas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Recuperabilidad de las participaciones

La valuación de las participaciones en operaciones conjuntas, cada una de las cuales se considera una unidad generadora de efectivo (UGE), se analiza si a cada fecha de cierre existe evidencia objetiva de que una inversión en una sociedad no es recuperable. Si éste fuera el caso, la Sociedad determina el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor libro de la inversión y el valor presente estimado de los flujos de fondos futuros proyectados. Al 30 de abril de 2018, el valor libro de la participación en los acuerdos conjuntos no excede el valor presente del flujo de fondos proyectados.

2.5 - Conversión de moneda extranjera

2.5.1 - Moneda funcional y de presentación

Las cifras incluidas en los estados financieros correspondientes a las distintas entidades componentes del Grupo fueron medidas utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del ambiente económico primario en el que dicha entidad opera. La moneda funcional es el peso argentino, la cual es coincidente con la moneda de presentación de los estados financieros.

La NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación, según corresponda. A los efectos de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la norma detalla una serie de factores a considerar, entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%.

De acuerdo con la minuta de reunión realizada el 16 de mayo de 2018 y publicada en el mes de junio de 2018 por el Center for Audit Quality (CAQ) y su grupo de trabajo el International Practices Task Force (IPTF), el que, entre otras cuestiones, monitorea los datos de inflación acumuladas por país y los categoriza de acuerdo con la misma, al 30 de abril de 2018 la inflación acumulada medida sobre la base del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC no excede el 100%. Sobre esta base, y junto con la evaluación de otros indicadores cualitativos, la Sociedad ha concluido que Argentina no cumple con las condiciones para ser una economía hiperinflacionaria al 30 de abril de 2018. En consecuencia, no se ha aplicado la reexpresión de estados financieros de acuerdo con la NIC 29 en estos estados financieros.

Sin embargo, el deterioro de ciertas variables macroeconómicas a partir del mes de mayo de 2018 podría llevar a que la economía argentina sea clasificada como hiperinflacionaria durante el 2018, y por lo tanto, ser requerida la aplicación del ajuste por inflación de acuerdo con la NIC 29.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la vigencia del Decreto 664/03 prohíbe la presentación a la Comisión Nacional de Valores de estados contables ajustados por inflación.

Por lo explicado anteriormente, los presentes estados financieros han sido preparados sobre la base del modelo de costo histórico, a excepción de la valuación de ciertas partidas que han sido medidas por su valor razonable de acuerdo con lo indicado en las Notas 2.6 y 3.5.

El Grupo se encuentra evaluando el potencial impacto que la aplicación de la NIC 29 tendría sobre los estados financieros de la misma.

2.5.2 - Saldos y transacciones

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando el tipo de cambio aplicable a la fecha de la transacción (o valuación, si se trata de transacciones que deben ser re-medidas).

Las ganancias y pérdidas de cambio resultantes de la cancelación de dichas operaciones o de la medición al cierre del ejercicio de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados integrales, excepto por coberturas de flujo de efectivo o de inversión neta que califiquen para su exposición como otros resultados integrales.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Las diferencias de cambio generadas se presentan en la línea “Ingresos financieros” (si fueron generadas por rubros del activo) y “Costos financieros” (si fueron generadas por rubros del pasivo) del estado de resultados integrales.

Los tipos de cambio utilizados son: tipo comprador divisa para activos monetarios, tipo vendedor divisa para pasivos monetarios, cada uno de ellos vigentes al cierre del ejercicio según Banco Nación, y tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

2.6 - Propiedad, planta y equipo

I. Actividades de exploración de petróleo y gas:

El Grupo aplica la NIIF 6 “Exploración y evaluación de recursos minerales” para contabilizar sus actividades de exploración y evaluación (“E y E”) de petróleo y gas.

En función de ello y de acuerdo con lo permitido por la NIIF 6, el Grupo capitaliza los gastos de E y E tales como estudios topográficos, geológicos, geofísicos y sísmicos, costos de perforación de pozos exploratorios y evaluación de reservas de petróleo y gas, como activos de exploración y evaluación como una categoría especial dentro del rubro Propiedad, planta y equipo, hasta que se demuestre la viabilidad técnica y comercial para la extracción de recursos minerales.

Esto implica que los costos de exploración son capitalizados temporariamente hasta que se efectúa la evaluación y determinación de la existencia de reservas probadas suficientes que justifiquen su desarrollo comercial y por ende, su integración como pozos productivos, asumiendo que los desembolsos requeridos son efectuados y el Grupo está realizando un progreso suficiente en la evaluación de reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si el Grupo está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple, el costo del mismo es imputado a resultados.

Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto.

Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas comprobadas que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados. Consecuentemente, los costos de pozos exploratorios y los costos relacionados de los estudios mencionados en el segundo párrafo de esta nota son imputados a resultados.

Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas probadas son testeados por desvalorización y reclasificados a la sección “Actividades de explotación de petróleo y gas”.

Cuando existen eventos o circunstancias que indiquen una potencial desvalorización, se efectúa una prueba de desvalorización al nivel de flujo de fondos identificables. Los eventos y circunstancias incluyen: evaluación de datos sísmicos, requerimientos de abandonar áreas sin renovación de derechos de exploración, resultados no exitosos de perforaciones, incumplimiento de compromisos de exploración, falta de inversiones planificadas y condiciones de mercado políticas y económicas desfavorables. Se reconoce una desvalorización por el monto que excede el valor contable comparado con su valor de recupero, el cual es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable menos su costo de venta (ver Nota 33).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

II. Actividades de explotación de petróleo y gas:

Los costos de explotación son aquéllos incurridos para obtener acceso a las reservas probadas y para proveer instalaciones para la extracción, recolección y almacenamiento de petróleo y gas. En este concepto se incluyen los pagos por los derechos de concesiones (ver Nota 1.1).

Los costos de explotación incurridos para la perforación de pozos de desarrollo (exitosos y secos) y en la construcción o instalación de equipos e instalaciones para la producción se activan y se clasifican como "Obras en curso" hasta que se finalicen. Una vez que comienzan a producir, son reclasificados dentro de "Pozos de petróleo y gas" y "Bienes asociados a la producción de petróleo y gas" y comienzan a depreciarse. Los costos relacionados con la producción de petróleo y gas son cargados a resultados.

Los costos por reparaciones que incrementan el total de reservas comercialmente recuperables se activan en el valor residual de los pozos relacionados y son depreciados utilizando el método de unidades de producción.

Los costos de mantenimiento que sólo restablecen la producción a su nivel original se imputan en resultados en el período en el que se incurre en ellos.

Los activos clasificados como "Activos de explotación" son revisados por desvalorización cuando existen eventos o circunstancias que indiquen que el valor contable puede no ser recuperable. Se reconoce una desvalorización por el monto que excede el valor contable comparado con su valor recuperable (valor de uso). A los efectos de la prueba de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los estados contables, y se registran dentro de la línea "Pozos de petróleo y gas". Esta capitalización se realiza con contrapartida en la provisión correspondiente.

Al 30 de abril de 2012 el Grupo hizo uso de la excepción prevista en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las normas internacionales de información financiera", en cuanto a la utilización del costo atribuido para ciertos bienes del rubro propiedad, planta y equipo, empleando para tal fin el valor razonable a la fecha de transición, por el método de valor de mercado a nuevo depreciado para ciertos pozos de petróleo y gas y ciertos bienes asociados a la producción de petróleo y gas.

III. Otros activos tangibles:

Los rodados, muebles y útiles y bienes de administración se valúan a su costo histórico, neto de depreciaciones acumuladas y pérdidas por desvalorización, de corresponder. El costo histórico incluye los importes directamente atribuibles a la adquisición de dichos bienes.

Revaluación de la CT ADC, Edificios y Terrenos, Planta de GLP y Planta PED

En el ejercicio cerrado el 30 de abril de 2015 la Sociedad modificó su política contable de valuación del rubro Propiedad, planta y equipo para los activos CT ADC y Edificios y Terrenos, la Planta de GLP (propiedad de SEB) y el PED (propiedad de Hychico) la cual fue aplicada a todos los elementos que pertenecen a la misma clase de activos. Anteriormente, la Sociedad valuaba estos activos según el modelo del costo histórico, haciendo uso, al 30 de abril de 2012, de la excepción prevista en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las normas internacionales de información financiera", en cuanto a la utilización del costo atribuido por el método de valor de mercado a la fecha de transición para los Terrenos de Neuquén, los cuales no se deprecian.

A partir del 31 de julio de 2014, la Sociedad valúa la CT ADC y los Edificios y Terrenos, la planta de GLP (propiedad de SEB) y el PED (propiedad de Hychico) por el modelo de revaluación, ya que considera que este modelo refleja de manera más fiable el valor de estos activos. Asimismo, ha determinado que cada uno de estos grupos de activos constituye una categoría de activo según la NIIF 13, considerando la naturaleza, características y riesgos inherentes.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

El modelo de revaluación mide el activo por su valor razonable menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor, si existieran.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 8, este cambio de política contable queda eximido de la aplicación retroactiva.

Para la aplicación de dicho modelo la Sociedad utiliza los servicios de expertos independientes. La participación de los mismos fue aprobada por el Directorio en base a atributos como el conocimiento del mercado, la reputación y la independencia. Asimismo, el Directorio es quien decide, luego de discusiones con los expertos, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso. Al 30 de abril de 2018 Capex ha actualizado los valores razonables de los bienes revaluados.

Para la determinación del valor razonable de los Edificios y Terrenos, al tratarse de bienes para los cuales existe un mercado activo en condiciones similares, se ha utilizado el valor tasado de venta en dicho mercado mediante un agente inmobiliario de la zona. Dicho método de valuación se clasifica según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 2.

Para la determinación del valor razonable de la Planta de GLP, el PED y CT ADC se ha utilizado el método de costo de reposición depreciado, determinando los componentes que forman las plantas y obteniendo los valores a nuevo de proveedores reconocidos en la industria y de publicaciones especializadas, adicionando los costos de fletes, seguros, montaje y otros gastos generales, y computando el factor de estado y el de obsolescencia funcional. Las valuaciones del PED y de la CT ADC, bajo el método de costo de reposición depreciado, arrojaron un valor razonable inferior al flujo de fondos proyectado.

El coeficiente de depreciación del PED fue 31,4% y 23,5% al 30 de abril de 2018 y 31 de enero de 2017, respectivamente, mientras que el de la CT ADC fue 64,9 % y 61,8% al 30 de abril de 2018 y 31 de enero de 2017, respectivamente.

En el caso de la planta de GLP el coeficiente de depreciación fue 75,8% y 61,3% al 30 de abril de 2018 y 31 de enero de 2017, respectivamente. Adicionalmente, se aplicó un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 19,2 % y 36,4% al 30 de abril de 2018 y 31 de enero de 2017, respectivamente, basado en que han existido factores externos, como ser el incremento de costos directos e indirectos y una disminución de los precios de venta, que causaron una pérdida de valor de los activos.

Al 30 de abril de 2018 la Sociedad y expertos independientes efectuaron una actualización de los valores razonables de la Planta de GLP, PED y la CT ADC. Las diferencias que han surgido respecto de la revaluación practicada al 31 de enero de 2017, fueron registradas a dicha fecha.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

Los principales factores que podrían afectar, en períodos futuros, los valores de los activos revaluados son: i) la vida útil estimada, ii) el deterioro por obsolescencia funcional y iii) una fluctuación en los costos de los componentes. Capex estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos.

El Directorio determina las políticas y procedimientos a seguir para las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos revaluados. Asimismo, a cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, analiza las variaciones significativas en los valores razonables de los activos medidos en base al modelo de revaluación, o de la existencia de cambios y, por lo tanto, la necesidad de registrar una nueva revaluación. Aplicar el modelo de revaluación a los activos mencionados implica que las revaluaciones se efectúen con la frecuencia suficiente, al menos una vez al año, para asegurarse de que el valor razonable del activo revaluado no difiera significativamente de su importe en libros.

El Directorio aprobó las revaluaciones efectuadas a las distintas clases de activos. La última revaluación efectuada fue con fecha 30 de abril de 2018.

Al 30 de abril de 2018 Capex ha efectuado la comparación entre los valores recuperables de sus activos revaluados con sus valores contables, medidos en base al modelo de revaluación, concluyendo que estos últimos no superan su valor recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de resultados integrales en el rubro Otros resultados integrales y se acumulan en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la Reserva por revaluación de activos. Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier Reserva por revaluación de activos relacionada con ese activo se transfiere a los Resultados no asignados (ver Nota 17.b). Ver en Nota 18.c) los conceptos establecidos por la CNV para la reserva de revaluación de activos.

Las depreciaciones de los activos revaluados se reconocen en el resultado del ejercicio. Al cierre del ejercicio se registra una desafectación de la Reserva por revaluación de activos a los Resultados no asignados, por la diferencia entre la depreciación basada en el importe en libros revaluado del activo y la depreciación basada en el costo original del mismo.

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017.

Al 30 de abril de 2018 técnicos de Capex junto con expertos independientes efectuaron una revisión de la vida útil asignada a los bienes revaluados sin encontrar variaciones significativas a las determinadas al 31 de enero de 2017.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizadas por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado en su totalidad los bienes relacionados con la Planta de Hidrógeno y Oxígeno en \$ 24.841.927 y \$ 24.814.111, al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente.

Los otros activos tangibles se corrigen por desvalorización cuando hayan surgido hechos o circunstancias que indiquen que su valor contable puede no ser recuperado. Las pérdidas por desvalorización se reconocen por el exceso del valor contable sobre su valor recuperable, el cual es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable menos su costo de venta. A los efectos de la prueba de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs). Los otros activos tangibles que han sufrido desvalorización en períodos anteriores se revisan para determinar su posible reversión al cierre de cada ejercicio.

IV. *Otras políticas contables aplicables a Propiedad, planta y equipo:*

Las pérdidas y ganancias por la venta de activos se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor residual contable y se reconocen en resultados dentro de "Otros (egresos) / ingresos operativos netos".

Los costos por endeudamiento, ya sean genéricos o específicos atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren tiempo sustancial para estar en condiciones de ser utilizados o vendidos se adicionan al costo de dichos activos hasta el momento en que estén sustancialmente listos para ser utilizados o vendidos.

Las ganancias por inversiones temporarias de fondos generados en préstamos específicos aún pendientes de uso se deducen del total de los costos de financiación potencialmente capitalizables.

Los materiales comienzan a amortizarse cuando son incorporados a los activos tangibles de acuerdo con sus vidas útiles.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

V. Depreciaciones

Los métodos de depreciación durante la vida útil estimada de los activos son:

- i) Las áreas adquiridas y otros estudios de explotación se deprecian en función de la producción acumulada y de las reservas totales, expresadas en unidades equivalentes de metros cúbicos de petróleo, con el límite del vencimiento de la concesión desde la fecha de su otorgamiento (ver Nota 1.1). Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter prospectivo.
- ii) Los pozos y bienes destinados a la extracción de petróleo y gas se deprecian en función de la producción acumulada y de las reservas comprobadas desarrolladas relacionadas con los mismos, expresadas en unidades equivalentes de metros cúbicos de petróleo, con el límite del vencimiento de la concesión desde la fecha de su otorgamiento (ver Nota 1.1). Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter prospectivo.
- iii) El gasoducto de abastecimiento se deprecian aplicando alícuotas lineales en función de su vida útil estimada en 20 años.
- iv) La CT ADC se deprecia en función de los GW generados y los GW remanentes a producir en función de la vida útil estimada de cada unidad de generación.
- v) Para los bienes cuya capacidad de servicio no se relaciona en forma directa con la producción se aplican alícuotas lineales estimadas en función de las características de cada bien.

Los métodos de depreciación descriptos para cada tipo de activo se utilizan para alocar la diferencia entre el costo y el valor residual durante las vidas útiles estimadas.

A continuación se indican las vidas útiles estimadas para los principales activos:

- Administración central y administración planta

Edificios: 50 años

Muebles y útiles: 5 años

Bienes de administración: 5 años

- Bienes para la producción de petróleo y gas

Áreas adquiridas y otros estudios: reservas totales

Pozos de petróleo y gas: reservas comprobadas desarrolladas

Bienes asociados a la producción: reservas comprobadas desarrolladas

Rodados: 5 años

Gasoducto de abastecimiento: 20 años

- Central de Energía Eléctrica

CT ADC ciclo abierto: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2018

CT ADC ciclo combinado: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2018

Gasoducto: 20 años

General: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2018

- Planta de GLP: 10 años y 3 meses a partir del 1 de mayo de 2018

- Planta de hidrógeno y oxígeno: 20 años

- Parque Eólico Diadema: 13 años y 9 meses años a partir del 1 de mayo de 2018

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Anualmente se revisan las tasas de depreciación y se compara si la vida útil actual restante difiere de la estimada previamente. El efecto de estos cambios es registrado como un resultado del ejercicio en el que se determinen.

Al 30 de abril de 2018 y 2017, el valor residual contable de Propiedad, planta y equipo no excede el valor presente del flujo de fondos futuros proyectado.

2.7 - Instrumentos Financieros

2.7.1 - Reconocimiento y Medición de activos financieros

Las compras y ventas habituales de activos financieros se reconocen en la fecha de transacción, es decir, la fecha en la que el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja en el estado financiero cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de los activos financieros han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros que no se valúan a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción. Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se cargan a resultados.

Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de activos valuados a valor razonable, y que no son parte de una relación de cobertura, se presentan en la cuenta de resultados dentro de Otros ingresos / (egresos) operativos netos, en el ejercicio en que se originan.

Las ganancias o pérdidas procedentes de activos financieros medidos a costo amortizado y que no son parte de una relación de cobertura se reconocen en resultados cuando el activo financiero se da de baja o es desvalorizado, a través del proceso de amortización, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

2.7.2 - Clasificación

El Grupo clasifica sus instrumentos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a costo amortizado, activos financieros a valor razonable, pasivos financieros a valor razonable con cambios en los resultados y pasivos financieros a costo amortizado. La clasificación depende del modelo de negocio del Grupo para gestionar sus instrumentos financieros, y las características contractuales de los flujos de efectivo de dichos instrumentos.

Los activos y pasivos financieros se compensan sólo en la medida en que exista un derecho exigible legal.

2.7.2.1 - Activos financieros

Los activos financieros del Grupo se valúan a costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

- i) se mantienen dentro del modelo de negocio con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, y
- ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente cobros de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

Si alguna de las condiciones detalladas anteriormente no se cumple, los activos financieros son medidos a valor razonable con cambios en resultado.

Se han incluido dentro de esta categoría los valores a depositar, plazos fijos, fondos comunes de inversión, cauciones bursátiles, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.7.2.2 - Pasivos financieros

El Grupo ha determinado que todos los pasivos financieros se midan a costo amortizado usando el método de interés efectivo, las modificaciones en la valuación se reconocen en el estado de resultados integrales.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

2.7.3 - Desvalorización de activos financieros

El Grupo analiza, al cierre de cada ejercicio, si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o grupo de activos financieros está desvalorizado. La pérdida por desvalorización de activos financieros se reconoce cuando existe evidencia objetiva de desvalorización como resultado de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo financiero y dicho evento tiene un impacto en los flujos de efectivo para dicho activo financiero o grupo de activos financieros que puede ser estimado confiablemente.

Algunos ejemplos de evidencia objetiva incluyen aquellos casos en que ciertos deudores del Grupo tienen dificultades financieras, falta de pago o incumplimientos en el pago de cuentas a cobrar, probabilidad de que dichos deudores entren en concurso preventivo o quiebra, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

La pérdida resultante, determinada como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos estimados de efectivo, se reconoce en resultados. Si en un período subsecuente el monto de desvalorización disminuye y el mismo puede relacionarse con un evento ocurrido con posterioridad a la medición se recupera dicha desvalorización.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados integrales.

2.8 - Repuestos y materiales e Inventarios

- Repuestos y materiales

Los repuestos y materiales mantenidos para ser usados en el yacimiento y en la planta de generación de energía eléctrica se valúan a su costo de adquisición menos la provisión por obsolescencia. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado ("PPP").

La apertura de los repuestos y materiales se divide en tres: los corrientes, los no corrientes (tienen una rotación mayor a un año) que no se deprecian y los críticos, que se deprecian y se encuentran contabilizados junto con la Central de Energía Eléctrica y la Planta de GLP, en el rubro Propiedad, planta y equipo (Nota 2.6.III).

Incluye los anticipos que han sido valuados en función de la suma de dinero entregada.

- Inventarios (Existencias)

Las existencias de petróleo, propano, butano y gasolina se valúan a su costo o a su valor neto de realización, el menor de los dos. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado ("PPP"). El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de los repuestos y materiales e inventarios al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

2.9 - Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar comerciales y las otras cuentas por cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa efectiva de interés, menos la provisión por pérdidas por desvalorización del valor.

El interés implícito se desagrega y reconoce como ingreso financiero a medida que se van devengando los intereses.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados integrales.

Se presentan dentro del activo corriente si su cobro es exigible en un plazo menor o igual a un año.

2.10 - Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez, bajo riesgo y con un vencimiento original de tres meses o menos, y los descubiertos bancarios. En el estado de situación financiera, los descubiertos bancarios se clasifican como deuda financiera en el pasivo corriente.

2.11 - Cuentas del patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se efectúa de acuerdo con las decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Capital

- Acciones en circulación

Las acciones en circulación representan el capital emitido, el cual está formado por los aportes efectuados por los accionistas. Está representado por acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$ 1 por acción.

- Prima de emisión

Comprende el sobrepago pagado por las acciones emitidas con relación a su valor nominal.

Resultados acumulados

- Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley 19.550 de sociedades comerciales, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio más / menos los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

- Reserva facultativa

La reserva facultativa representa los resultados acumulados destinados para la distribución de futuros dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

- Reserva por revaluación de activos

La Reserva por revaluación de activos resulta de la diferencia entre el valor de costo amortizado de ciertos activos del rubro Propiedad, planta y equipo y el valor razonable de los mismos (ver Nota 17).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

- Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la asamblea de accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

1. Ganancias reservadas
 - a.. Reservas facultativas
 - b. Reserva legal
2. Primas de emisión
3. Capital social

- Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el período en el cual los dividendos son aprobados por la asamblea de accionistas (ver Nota 18)

- Participación no controlada

La participación no controlada representa la participación de terceros ajenos a los propietarios de la Sociedad sobre el patrimonio.

2.12 - Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales y otras deudas

Las cuentas por pagar representan las obligaciones de pago por bienes y servicios adquiridos a proveedores en el curso normal de los negocios. Las remuneraciones y cargas sociales representan las obligaciones relacionadas con el personal de la Sociedad. Las otras deudas representan las obligaciones en concepto de regalías y aportes irrevocables a pagar.

Se reconocen inicialmente a su valor razonable y se miden posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Se presentan dentro del pasivo corriente si su pago es exigible en un plazo menor o igual a un año.

2.13 - Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos directamente atribuibles a su obtención. Posteriormente, se valúan a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Se presentan dentro del pasivo corriente si su pago es exigible en un plazo menor o igual a un año.

2.14 - Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta

2.14.1. Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuestos del ejercicio comprende los impuestos corrientes y diferidos. Los impuestos se reconocen en el resultado, excepto en la medida en que éstos se refieran a partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto a las ganancias también se reconoce en otros resultados integrales o directamente en patrimonio, respectivamente

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

El impuesto a las ganancias corriente se calcula en base a las leyes aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de los estados financieros. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos respecto de las situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación, y, en caso necesario, establece provisiones en función de las cantidades que se espera pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido se reconoce de acuerdo con el método de pasivo, por las diferencias temporarias que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, el impuesto diferido no se contabiliza si surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción, distinta de una combinación de negocios, que, en el momento de la transacción, no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan si, y sólo si, existe un derecho legalmente reconocido de compensar los importes reconocidos y cuando los activos y pasivos por impuestos diferidos se derivan del impuesto sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o diferentes entidades fiscales, que pretenden liquidar los activos y pasivos fiscales corrientes por su importe neto.

Reforma Tributaria en Argentina

El 29 de diciembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la Ley 27430 – Impuesto a las Ganancias. Esta ley ha introducido varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias cuyos componentes clave son los siguientes:

Alícuota de Impuesto a las ganancias: La alícuota del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se reducirá gradualmente desde el 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y al 25% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive.

Impuesto a los dividendos: Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante estarán sujetos a una retención del 13%.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

Revalúo impositivo opcional: La normativa establece que, a opción de las sociedades, se podrá realizar el revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encuentran afectados a la generación de ganancias gravadas. El impuesto especial sobre el importe del revalúo depende del bien, siendo de un 8% para los bienes inmuebles que no posean el carácter de bienes de cambio, del 15% para los bienes inmuebles que posean el carácter de bienes de cambio, y del 10 % para bienes muebles y el resto de los bienes. Una vez que se ejerce la opción por determinado bien, todos los demás bienes de la misma categoría deben ser revaluados. El resultado impositivo que origine el revalúo no está sujeto al impuesto a las ganancias y el impuesto especial sobre el importe del revalúo no será deducible de dicho impuesto.

A la fecha de los presentes estados financieros el Grupo está evaluando el ejercicio de dicha opción.

Actualizaciones de deducciones: Las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 se actualizarán sobre la base de las variaciones porcentuales del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIIM) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, situación que incrementará la amortización deducible y su costo computable en caso de venta.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

2.14.2. Impuesto a la ganancia mínima presunta

El Grupo determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre de cada ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de cada sociedad en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excediera en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

En Hychico, al 30 de abril de 2018 el impuesto a la ganancia mínima presunta superó al impuesto a las ganancias, motivo por el cual se ha reconocido el mismo como crédito. Al 30 de abril de 2018 y 2017 los saldos ascienden a \$ 13.757.237 y \$ 18.011.121, respectivamente, debido a que se estima la recuperabilidad de dichos créditos (ver Nota 12). En Capex y SEB, al 30 de abril de 2018, el impuesto a las ganancias superó al impuesto a la ganancia mínima presunta, motivo por el cual no se ha provisionado el mismo. La sanción de la ley 27.260, art. 76, deroga la aplicación del impuesto a la ganancia mínima presunta para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2019.

En E G WIND y mediante la Instrucción General N° 2/2017 (directiva interna a través de la cual la AFIP indica a todas sus dependencias las pautas a seguir en sus procedimientos) el Organismo instruyó a sus áreas jurídicas respetar el criterio sentado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, reconociendo que no existe ganancia mínima presunta cuando haya pérdidas en los balances contables correspondientes al período pertinente y se registren, también, quebrantos en la declaración jurada del impuesto a las Ganancias de dicho período fiscal. En atención a la citada instrucción, E G WIND no ha determinado impuesto a la ganancia mínima presunta al cierre del presente ejercicio.

2.15 - Provisiones y otros cargos

Las provisiones se reconocen cuando:

- el Grupo tiene una obligación presente, legal o implícita, como resultado de un hecho pasado,
- es probable que una salida de recursos sea necesaria para cancelar tal obligación, y
- puede hacerse una estimación confiable del importe de la obligación.

Las provisiones se miden al valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación teniendo en cuenta la mejor información disponible en la fecha de preparación de los estados financieros y son reestimadas en cada cierre. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de medición, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular.

La provisión para juicios se constituyó en base al análisis de las probables indemnizaciones que el Grupo estima deberá soportar, de acuerdo con la opinión de sus asesores legales internos y externos.

Para el cálculo de la provisión por abandono de pozos, la Sociedad consideró el plan de abandono de los mismos hasta el final de la concesión y los valuó al costo estimado de abandono, descontado a la tasa que refleje los riesgos específicos del pasivo y el valor tiempo del dinero.

2.16 - Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir, y representan los montos a cobrar por venta de bienes y/o servicios.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes y/o servicios se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos o que la prestación se haya efectuado. Las ventas no facturadas al cierre del ejercicio se reconocen en base a estimaciones realizadas por la gerencia, tomando como base los resultados históricos, considerando el tipo de cliente, el tipo de transacción y las circunstancias específicas de cada acuerdo.

Los ingresos provenientes de la actividad de generación de energía eléctrica se reconocen a partir de la energía y potencia efectivamente entregadas al mercado spot.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los ingresos provenientes de las ventas de crudo, gas natural, butano, propano y oxígeno se reconocen con la transferencia del dominio, de acuerdo con los términos de los contratos relacionados, lo cual se sustancia cuando el cliente toma la propiedad del producto, asumiendo riesgos y beneficios.

Los ingresos provenientes de prestación de servicios se reconocen una vez que la prestación se haya efectuado.

Los ingresos mencionados se reconocen al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- El importe de los ingresos se midió confiablemente;
- Es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción;
- Los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Los ingresos provenientes de transacciones entre empresas del grupo y entre los segmentos de negocio generan ingresos, costos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable. Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

2.17 - Información por segmentos

El Directorio ha determinado los segmentos operativos basándose en los informes que revisa y que utiliza para la toma de decisiones estratégicas (ver Nota 5).

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos. El Directorio de la Sociedad junto con las principales gerencias son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

2.18- Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas

Los créditos y deudas con la sociedad controlante, y con otras partes relacionadas generados por diversas transacciones han sido valuados de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas (ver Nota 31).

Se han incluido como partes relacionadas a las personas y sociedades comprendidas en el Decreto 677/01 y reglamentaciones de la CNV.

NOTA 3 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

3.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. La Sociedad está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio.

Para cada uno de los riesgos de mercado descriptos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 Instrumentos financieros: información a revelar.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por la Sociedad al cierre de cada ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

3.1.a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. El Grupo posee aproximadamente el 99 % de sus pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

El vencimiento del 100 % del capital de la deuda en dólares se produce en mayo de 2024, por lo cual, más allá de estar expuestos sus resultados económicos a la variación del tipo de cambio incluyendo el capital del pasivo, desde el punto de vista financiero, el riesgo de tipo de cambio en el corto plazo está acotado al monto de intereses a pagar, el cual se encuentra parcialmente mitigado por los activos financieros expuestos en la misma moneda.

Al 30 de abril de 2018 y 2017, el Grupo no posee instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones del tipo de cambio. Sin embargo, es importante considerar que el precio de los hidrocarburos (petróleo y gas) están denominados en dólares estadounidenses los que representaron aproximadamente un 58% y un 71% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril del 2018 y 2017, respectivamente. En el caso de la energía, desde la sanción de la Res. 19 E/2017 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017 la remuneración está fijada en dólares y sus ingresos representaron aproximadamente un 35% y 8%, respectivamente, de las ventas totales de la Sociedad al 30 de abril de 2018 y 2017 (incluyendo la energía eólica). En el caso del precio del propano y butano, su valor está establecido en pesos pero relacionado a una paridad de exportación en dólares estadounidenses, y sus ingresos representaron aproximadamente un 7% y 6%, de las ventas totales del Grupo al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente (ver nota 5).

La siguiente tabla presenta la exposición del Grupo al riesgo de tipo de cambio por los activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional del Grupo:

	al 30/04/2018	al 30/04/2017
	\$	\$
Posición neta Activo / (Pasivo)	(153.509.028)	(143.317.869)
Dólar estadounidense	20,44 (comprador) y 20,54 (vendedor)	15,30 (comprador) y 15,40 (vendedor)
Total	(3.171.100.985)	(2.214.991.847)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2018 y 2017, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% del tipo de cambio sobre los activos y pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 206.119.433 y \$ 143.974.470, respectivamente (ver Nota 39.d)).

3.1.b. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. El endeudamiento a tasas variables expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que dependiendo de la volatilidad de las tasas de interés a un determinado momento, pueden llegar a generarse desarbitrajes que hagan que las tasas fijas pudieran llegar a ser más altas que las tasas variables a ese momento. En las condiciones actuales del mercado financiero de constante aumento de las tasas de interés, este riesgo se encuentra parcialmente mitigado.

Al 30 de abril de 2018 y 2017 el Grupo tiene aproximadamente el 99 % (a una tasa del 6,875%) y 91,5% (a una tasa del 10%) de sus pasivos financieros a tasa fija, respectivamente, lo que minimiza su exposición a las variaciones de tasa de interés.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

3.1.c. Riesgo de precio

La Sociedad no se encuentra significativamente expuesta al riesgo del precio de hidrocarburos fundamentalmente porque, entre otras, las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales determinan que los precios locales deben lograr la expansión de la actividad de explotación y ampliación de reservas de hidrocarburos. Dentro de este marco, el precio del petróleo se fija en negociaciones entre refinadores y productores dentro de la dinámica del mercado interno y de exportación, que tiene como marco la transferencia de estos valores al precio final de los combustibles líquidos. Con respecto al precio del gas, el mismo sigue una política gubernamental, fijando distintos valores máximos para cada uno de los segmentos de mercado priorizando el desarrollo de la industria y las posibilidades de pago de cada segmento, inclusive generando planes de estímulo a la producción.

Por su parte, el precio de GLP se basa en una publicación mensual de la SEN que establece los precios en pesos en función de la paridad de exportación. No obstante, sin bien tratan de eliminarse paulatinamente, existen programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores.

En general los precios de venta en el mercado local se ven afectados ante variaciones significativas en los precios internacionales de los hidrocarburos y el precio que paga el consumidor en el mercado interno.

Respecto de la generación de energía eléctrica, la remuneración que reciben los generadores no está relacionada con la demanda de la misma. La remuneración es fijada por la Autoridad de Aplicación que depende del Gobierno Nacional, la cual se encuentra fijada en dólares desde febrero de 2017.

Al 30 de abril de 2018 y 2017, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2018 y 2017, un aumento o disminución del 10% en los precios de la energía eléctrica y los hidrocarburos hubiera supuesto un aumento o disminución en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 236.820.673 y \$ 160.126.931, respectivamente (ver Nota 39.d)).

3.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo. El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de los créditos
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a los créditos comerciales por operaciones de venta de energía, petróleo, gas y GLP; de todos modos el Grupo no ha tenido que registrar provisiones por incobrabilidad en los últimos años.

En los últimos tres años CAMMESA abona sus liquidaciones en el plazo previsto de pago, sin registrarse demoras significativas. Los generadores de energía que venden en el mercado spot tienen poca capacidad de gestión para asegurar las cobranzas de sus créditos. Desde la aplicación de la Res SEN 95/13 y sus modificaciones, el riesgo crediticio de las operaciones de venta de energía pasó a ser exclusivamente con CAMMESA, ante la suspensión transitoria de la incorporación de nuevos contratos en el MAT del MEM.

En relación a las colocaciones financiera, el Grupo sólo acepta a instituciones cuyas calificaciones de riesgo independientes sean como mínimo "A" o que consoliden con instituciones que tengan esa calificación.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

3.3 Riesgo de liquidez

La Gerencia de Administración y Finanzas supervisa las proyecciones de los negocios actuales y futuros con el objetivo de:

- (i) estructurar sus pasivos financieros de forma tal que en el corto y mediano plazo el vencimiento de los mismos no interfiera en el flujo corriente de los negocios, dadas las condiciones de cada momento en los mercados de crédito a los que tiene acceso, y
- (ii) mantener sus posiciones activas en instrumentos con adecuada liquidez.

Dentro de esa estrategia, la Sociedad estructuró en el pasado casi la totalidad de sus pasivos sobre la base de la emisión en marzo 2011 de Obligaciones Negociables Serie 1 a un plazo de 7 años con una cuota de amortización de capital a su vencimiento en marzo 2018. Siguiendo la misma estrategia, en mayo de 2017 la Sociedad emitió la Clase 2 de Obligaciones Negociables a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital en una cuota en mayo de 2024, de forma tal de refinanciar la Serie 1 de forma anticipada a su vencimiento. Los covenants que rigen esta deuda continúan siendo de incurrencia y no de mantenimiento. Esto significa que los acreedores no pueden solicitar el prepago si la Sociedad no alcanza uno o algunos de los covenants financieros, sino que la misma tiene que cumplir con ciertas restricciones financieras pre-establecidas (ver Nota 20).

La Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo invierte los excedentes de efectivo en cuentas que generan resultados, tales como depósitos a plazo, fondos comunes de inversión y valores negociables, escogiendo instrumentos de muy alta liquidez y vencimientos apropiados.

El cuadro a continuación analiza las erogaciones por los pasivos comerciales y financieros agrupados sobre la base de los plazos pendientes contractuales y sin descontar, contados a la fecha de los estados financieros, hasta la fecha de su vencimiento y considerando los tipos de cambio vigentes al 30 de abril de 2018 y 2017.

Al 30 de abril de 2018	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Deudas financieras	225.980.576	591.817.507	657.257.442	2.371.330.950	6.373.818.750
Cuentas por pagar comerciales	666.252.471	11.356.276	2.826.813	122.364.131	-

Al 30 de abril de 2017	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años
Deudas financieras	-	3.409.560.000	21.560.000	64.680.000
Cuentas por pagar comerciales	337.340.541	8.664.881	3.444.977	33.420.347

3.4 Riesgo de capital

Los objetivos del Grupo al administrar el capital es salvaguardar la capacidad del mismo para continuar con la gestión de sus operaciones.

El Grupo monitorea su estructura de capital sobre la base de la relación entre el capital de la deuda financiera neta sobre el EBITDA generado por el Grupo medido en dólares estadounidenses. Este ratio se calcula dividiendo el capital de la deuda financiera neta por el EBITDA. El capital de la deuda financiera neta se calcula como el total del capital adeudado menos el capital de las inversiones financieras y el efectivo y equivalentes de efectivo.

Los ratios arrojan los siguientes valores:

- a) al 30 de abril de 2018: 0,518 y
- b) al 30 de abril de 2017: 0,962.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

3.5 Estimación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

Los siguientes cuadros presentan los activos y pasivos financieros del Grupo medidos a valor razonable al 30 de abril de 2018 y 2017.

Al 30 de abril de 2018

	Nivel 1	Total
Activos		
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Bonar 2020	137.353.320	137.353.320
LETES 2018	495.100.453	495.100.453
Fondos comunes de inversión	3.409.989.464	3.409.989.464

Al 30 de abril de 2017

	Nivel 1	Total
Activos		
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Bonar 2020	108.722.784	108.722.784
LETES 2017	374.175.890	374.175.890
Fondos comunes de inversión	324.024.850	324.024.850

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del estado de situación financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas de la Sociedad. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

No existieron transferencias entre los niveles 1, 2 y 3 por los instrumentos financieros valuados a valor razonable en el ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

Las estimaciones y juicios se evalúan continuamente y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluidas las expectativas de hechos futuros que se consideran razonables en las circunstancias.

Estimaciones y juicios contables importantes

El Grupo hace estimaciones y formula hipótesis en relación con el futuro. Las estimaciones contables resultantes, por definición, raramente igualarán a los correspondientes resultados reales. A continuación se explican las estimaciones y juicios que tienen un riesgo significativo de dar lugar a un ajuste material en los importes en libros de los activos y pasivos dentro del ejercicio financiero siguiente. Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son:

- (i) las reservas de petróleo y gas;
- (ii) provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iii) el cómputo del impuesto a las ganancias e impuesto diferido,
- (iv) el test de desvalorización del valor de los activos y
- (v) el valor razonable de los activos revaluados.

(i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la compañía opera y sobre las cuales se posee derechos para su exploración y explotación.

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de crudo y gas se tiene en cuenta para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Explotación (ver Notas 2.6 y 34).

Las estimaciones de reservas fueron preparadas por personal técnico del Grupo, y se basan en las condiciones tecnológicas y económicas vigentes al 31 de diciembre de 2017, considerando la evaluación económica y teniendo como horizonte el vencimiento de la concesión, a efectos de determinar el término de su recuperabilidad.

Estas estimaciones de reservas son ajustadas toda vez que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen o, al menos, una vez al año. Dichas estimaciones de reservas han sido auditadas por un auditor independiente.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se prepara en función de la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a esa fecha y de su interpretación.

Ver detalle de reservas en la Nota 34.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

(ii) Provisiones por litigios y otras contingencias

Se realizan provisiones para ciertas contingencias civiles, impositivas, comerciales y laborales que ocasionalmente se generan en el curso ordinario de los negocios. Con el propósito de determinar el nivel apropiado de provisiones relacionadas con estas contingencias, basados en el consejo de nuestros asesores legales internos y externos, determinamos la probabilidad de cualquier sentencia o resolución adversa relacionada con estas cuestiones, así como el rango de pérdidas probables que pudieran resultar de las potenciales resoluciones. De corresponder, se hace una determinación del monto de provisiones requeridas para estas contingencias, luego de un análisis en detalle de cada caso en particular (ver Nota 24).

(iii) Impuesto a las ganancias

Cada sociedad del Grupo registra el impuesto a las ganancias empleando el método del pasivo por impuesto diferido. En consecuencia, se reconocen activos y pasivos impositivos diferidos para reflejar las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los montos registrados en los estados contables de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases imponibles. Los activos y pasivos impositivos diferidos se valúan por aplicación de las alícuotas impositivas sancionadas que se espera sean de aplicación a la ganancia imponible durante los ejercicios en los cuales se espera registrar o liquidar esas diferencias temporarias. El efecto que pueda tener sobre los activos y pasivos impositivos diferidos cualquier modificación en las alícuotas del impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales por el ejercicio que incluya la fecha de sanción de la modificación de la alícuota (ver Nota 7).

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias. Los activos por quebrantos impositivos se mantienen activados en la medida que sean recuperables antes del plazo de prescripción.

(iv) Test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo

El Grupo evalúa periódicamente la recuperabilidad de la Propiedad, planta y equipo, que incluyen los activos de exploración y evaluación, en función de lo mencionado en Nota 2.6, cuando existen eventos o circunstancias que indiquen un potencial indicio de desvalorización. El valor en libros de los elementos de Propiedad, planta y equipo es considerado desvalorizado por la Sociedad, cuando el valor de uso, calculado mediante la estimación de los flujos de efectivo esperados de dichos activos, descontados e identificables por separado, o su valor neto de realización, es inferior a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo (UGE) podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas, considerando circunstancias y hechos específicos, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores económicos y de mercado, tales como precio de la tarifa, inflación, tipo de cambio, costos, datos sísmicos, requerimientos de abandono de áreas sin renovación de derechos de exploración, demás egresos de fondos y el marco regulatorio de la industria en la que opera el Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

La determinación de los valores de uso requiere la utilización de estimaciones y se basa en las proyecciones de flujos de efectivo confeccionados a partir de presupuestos económicos y financieros aprobados por la Dirección. Los flujos de efectivo que superan los períodos presupuestados son extrapolados usando tasas de crecimiento estimadas, las cuales no exceden a la tasa de crecimiento promedio de largo plazo de cada uno de los negocios involucrados.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento. A efectos de contemplar el riesgo de estimación contenido en dichos cálculos, el Grupo ha considerado distintos escenarios de probabilidad de ocurrencia ponderados.

La estimación de los valores netos de realización, en caso de ser necesario su cálculo, es realizada a través de valuaciones preparadas por tasadores independientes.

Metodología para la estimación del valor recuperable:

Criterio general del Grupo: la metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los bienes de Propiedad, planta y equipo consiste principalmente en el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado, conforme a lo establecido en las normas contables.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de energía, hidrocarburos, la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos y los costos de personal.

La valoración de los activos de Exploración y Explotación utiliza proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los yacimientos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados entre otras cuestiones en niveles de producción, precios de “commodities”, costos de producción, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores y en el caso de activos de exploración también se tienen en cuenta las estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas.

Los flujos de efectivo de Energía Eléctrica y GLP se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios y costos fijos, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio con el límite de la vida útil de cada bien. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo.

(v) Valor razonable de los activos revaluados

Para el grupo de activos del rubro Propiedad, planta y equipo (la CT ADC, Edificios y Terrenos propiedad de Capex), la Planta de GLP (propiedad de SEB) y el PED (propiedad de Hychico) cuya política de valuación es el modelo de revaluación, el Grupo realiza estimaciones respecto del valor razonable de los mismos de acuerdo con lo indicado en la Nota 2.6.III.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 – INFORMACION POR SEGMENTOS

El Directorio ha determinado los segmentos operativos basándose en los informes que revisa y que se utilizan para la toma de decisiones estratégicas.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos. El Directorio de la Sociedad junto con los gerentes de primera línea son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

La información de gestión que se utiliza en la toma de decisiones se elabora en forma mensual y contiene la siguiente apertura de segmentos del Grupo:

- 1) la exploración, producción y comercialización de petróleo y gas ("Petróleo y gas"),
- 2) la generación de energía eléctrica ("Energía ADC"),
- 3) la producción y venta de líquidos derivados del gas ("GLP"),
- 4) la generación de energía eléctrica eólica ("Energía PED"),
- 5) la generación de energía eléctrica con hidrógeno ("Energía HIDRÓGENO") y
- 6) la producción y venta de oxígeno ("Oxígeno").

Dentro de esta apertura por segmentos, los ingresos recibidos de CAMMESA al 30 de abril de 2018, los cuales ascienden a \$ 3.023,9 millones, se distribuyen en:

- 1) Ingresos de gas por \$ 1.642,8 millones: los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios, cuya remuneración está fijada en dólares y asociada a la evolución del precio del gas para centrales de generación, y
- 2) Ingresos de energía eléctrica por \$ 1.381,1 millones: la remuneración específica por generación.

A continuación se expone la información por segmentos al 30 de abril de 2018 y 2017:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

30.04.2018							
Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	Total	
Ventas netas	809.519.834	3.023.869.780	271.676.456	68.231.911	6.079.563	2.455.769	4.181.833.313
Reclasificación entre segmentos	1.741.524.055	(1.642.753.914)	(98.770.141)	-	-	-	-
Ventas por segmento	2.551.043.889	1.381.115.866	172.906.315	68.231.911	6.079.563	2.455.769	4.181.833.313
Participación por segmento sobre Ventas	61,0%	33,0%	4,1%	1,6%	0,2%	0,1%	100,0%
Costos de ventas	(638.167.870)	(657.150.890)	(59.183.577)	(18.378.590)	(8.861.209)	(3.397.740)	(1.385.139.876)
Resultado bruto	1.912.876.019	723.964.976	113.722.738	49.853.321	(2.781.646)	(941.971)	2.796.693.437
Participación por segmento sobre Resultado bruto	68,4%	25,9%	4,0%	1,8%	-0,1%	0,0%	100,0%
Gastos de comercialización	(435.254.667)	(153.474.614)	(17.977.481)	(476.108)	(1.491.526)	(549.118)	(609.223.514)
Gastos de administración	(155.677.436)	(78.023.216)	(27.914.330)	(3.526.404)	(1.954.836)	(1.026.960)	(268.123.182)
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	2.443.278	(778.562)	(149.736)	(797.477)	(71.052)	(28.701)	617.750
Resultado operativo	1.324.387.194	491.688.584	67.681.191	45.053.332	(6.299.060)	(2.546.750)	1.919.964.491
Ingresos financieros							1.236.598.118
Costos financieros							(2.170.943.445)
Otros resultados financieros							(27.816)
Resultado antes de impuesto a las ganancias							985.591.348
Impuesto a las ganancias							(288.255.049)
Resultado neto del ejercicio							697.336.299
Otros resultados integrales							1.575.080.198
Resultado integral del ejercicio							2.272.416.497
Depreciaciones							
En Costo de ventas	(266.732.499)	(396.135.354)	(14.664.984)	(10.949.522)	(1.167.228)	(287.373)	(689.936.960)
En Gastos de administración	(710.372)	(2.653.513)	(238.402)	-	-	-	(3.602.287)
Total	(267.442.871)	(398.788.867)	(14.903.386)	(10.949.522)	(1.167.228)	(287.373)	(693.539.247)

30.04.2017							
Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	Total	
Ventas netas	458.995.263	2.213.022.071	176.104.486	41.456.774	4.188.960	1.883.495	2.895.651.049
Reclasificación entre segmentos	1.596.230.035	(1.503.729.158)	(92.500.877)	-	-	-	-
Ventas por segmento	2.055.225.298	709.292.913	83.603.609	41.456.774	4.188.960	1.883.495	2.895.651.049
Participación por segmento sobre Ventas	71,0%	24,5%	2,9%	1,4%	0,1%	0,1%	100,0%
Costos de ventas	(487.954.071)	(396.286.070)	(47.034.758)	(13.306.831)	(5.895.862)	(2.423.898)	(952.901.490)
Resultado bruto	1.567.271.227	313.006.843	36.568.851	28.149.943	(1.706.902)	(540.403)	1.942.749.559
Participación por segmento sobre Resultado bruto	80,7%	16,1%	1,9%	1,4%	-0,1%	0,0%	100,0%
Gastos de comercialización	(391.437.273)	(44.171.947)	(14.783.742)	(111.743)	(863.820)	(350.207)	(451.718.732)
Gastos de administración	(108.565.708)	(53.570.014)	(17.539.275)	(430.947)	(1.593.438)	(937.222)	(182.636.604)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	236.007	1.137.881	323.125	(654.871)	(66.171)	(29.753)	946.218
Resultado operativo	1.067.504.253	216.402.763	4.568.959	26.952.382	(4.230.331)	(1.857.585)	1.309.340.441
Ingresos financieros							241.034.248
Costos financieros							(679.454.239)
Otros resultados financieros							(2.054.147)
Resultado antes de impuesto a las ganancias							868.866.303
Impuesto a las ganancias							(302.064.934)
Resultado neto del ejercicio							566.801.369
Otros resultados integrales							1.165.842.220
Resultado integral del ejercicio							1.732.643.589
Depreciaciones							
En Costo de ventas	(229.506.331)	(227.576.038)	(12.894.488)	(10.426.527)	(1.167.226)	(287.373)	(481.857.983)
En Gastos de administración	(247.835)	(1.194.926)	(95.088)	-	-	-	(1.537.849)
Total	(229.754.166)	(228.770.964)	(12.989.576)	(10.426.527)	(1.167.226)	(287.373)	(483.395.832)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

El Grupo no realizó ventas a clientes del exterior al 30 de abril de 2018. El Grupo no es titular de activos que no sean instrumentos financieros fuera del país al 30 de abril de 2018 y 2017.

NOTA 6 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

	30.04.2018	30.04.2017
Valor residual al inicio del ejercicio	6.849.140.196	4.553.549.826
Altas	1.591.782.070	987.436.933
(Aumento) / Recupero provisión	(27.816)	(2.054.147)
Revalúo	1.594.765.951	1.793.603.416
Bajas y Provisiones	(3.410.804)	-
Depreciaciones	(693.539.247)	(483.395.832)
Valor residual al cierre del ejercicio	9.338.710.350	6.849.140.196

Del cargo por depreciaciones de los ejercicios al 30 de abril de 2018 y 2017, \$ 689.936.960 y \$ 481.857.983, respectivamente, se imputaron a Costos de producción \$ 3.602.287 y \$ 1.537.849, respectivamente, a gastos de administración.

A continuación se detalla el revalúo por grupo de bienes:

	Valor residual a valor de costo al 30.04.2017	Altas / Bajas del ejercicio – neto	Depreciación del ejercicio a valor de costo	Valor residual a valor de costo al 30.04.2018
CT ADC	541.833.871	111.097.832	(151.443.967)	501.487.736
Edificio y terreno Neuquén	33.471.592	-	(215.409)	33.256.183
Planta de GLP	55.665.883	-	(5.040.417)	50.625.466
PED	57.601.560	(2.321.074)	(3.729.195)	51.551.291
Resto de los bienes	1.901.772.611	1.479.566.692	(271.499.283)	3.109.840.020
Total	2.590.345.517	1.588.343.450	(431.928.271)	3.746.760.696

	Valor residual de revalúo al 30.04.2017	Altas / Bajas del ejercicio - revalúo	Depreciación del ejercicio – revalúo	Valor residual de revalúo al 30.04.2018	Neto resultante al 30.04.2018
CT ADC	3.844.153.128	1.372.382.407	(244.691.387)	4.971.844.148	5.473.331.884
Edificio y terreno Neuquén	229.322.232	109.682.725	(74.693)	338.930.264	372.186.447
Planta de GLP	105.870.289	28.321.898	(9.624.572)	124.567.615	175.193.081
PED	79.449.030	84.378.921	(7.220.324)	156.607.627	208.158.918
Resto de los bienes	-	-	-	-	3.109.840.020
Total	4.258.794.679	1.594.765.951	(261.610.976)	5.591.949.654	9.338.710.350

NOTA 7 – ACTIVO Y PASIVO NETO POR IMPUESTO DIFERIDO

La posición neta del impuesto diferido es la siguiente:

	30.04.2018	30.04.2017
Activos por impuesto diferido		
Activo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	34.421.518	38.764.609
Activo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	2.714.866	3.895.693
Pasivos por impuesto diferido:		
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	(1.216.276.771)	(1.071.744.731)
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	(432.923.641)	(574.745.926)
Pasivo neto por impuesto diferido ⁽¹⁾	(1.612.064.028)	(1.603.830.355)

- (1) Este importe se expone en los estados financieros consolidados, de la siguiente forma: en el activo neto por impuesto diferido \$ 11.377.272 y \$ 22.088.202, al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente y en el pasivo neto por impuesto diferido \$ 1.623.441.300 y \$ 1.625.918.557, al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente.

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos, es el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 7 – ACTIVO Y PASIVO NETO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

- Activos diferidos:

	Quebrantos	Cuentas por pagar comerciales	Previsiones y otros	Total
Saldo al 30 de abril de 2017	17.404.518	11.829.089	13.426.695	42.660.302
Cargo a resultados	(8.081.043)	1.999.454	9.928.784	3.847.195
Cargo a resultados por cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	(2.254.752)	(3.787.000)	(3.329.361)	(9.371.113)
Cargo a Otros Resultados Integrales	-	-	-	-
Cargo a Otros Resultados Integrales por cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	-	-	-	-
Saldo al 30 de abril de 2018	7.068.723	10.041.543	20.026.118	37.136.384

- Pasivos diferidos:

	Inversiones financieras a costo amortizado	Propiedad, planta y equipo	Otras cuentas por cobrar	Deudas financieras	Total
Saldo al 30 de abril de 2017	(3.905.327)	(1.637.964.764)	(3.041.456)	(1.579.110)	(1.646.490.657)
Cargo a resultados	(127.121.066)	88.876.510	2.971.272	(16.704.820)	(51.978.104)
Cargo a resultados por cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	18.718.004	45.078.370	-	5.157.728	68.954.102
Cargo a Otros Resultados Integrales	-	(558.168.082)	-	-	(558.168.082)
Cargo a Otros Resultados Integrales por cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	-	538.482.329	-	-	538.482.329
Saldo al 30 de abril de 2018	(112.308.389)	(1.523.695.637)	(70.184)	(13.126.202)	(1.649.200.412)

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2018 de Hychico por \$ 6.805.080 podrán ser aplicados contra futuros ingresos gravados originados dentro de los cinco años desde su generación; los mismos empiezan a prescribir a partir del ejercicio cerrado el 30 de abril de 2020.

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2018 de E G Wind por \$ 263.643 podrán ser aplicados contra futuros ingresos gravados originados dentro de los cinco años desde su generación; los mismos empiezan a prescribir a partir del ejercicio a cerrar el 30 de abril de 2023.

NOTA 8 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

	30.04.2018	30.04.2017
ACTIVOS		
Activos financieros a costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	912.027.591	737.387.584
Inversiones financieras a costo amortizado	564.591.939	631.890.799
Caja y bancos	35.304.284	11.622.890
Total	1.511.923.814	1.380.901.273
Activos financieros a valor razonable		
Inversiones financieras a valor razonable	4.042.443.237	806.923.524
Total	4.042.443.237	806.923.524
PASIVOS		
Pasivos financieros a costo amortizado	7.312.579.454	3.814.932.554
Total	7.312.579.454	3.814.932.554

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 9 – CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS

La calidad crediticia de los activos financieros que todavía no han vencido y que tampoco han sido desvalorizados se puede evaluar en función de la calificación crediticia (“rating”) otorgada por los bancos para el caso del efectivo y equivalente de efectivo. En el caso de las cuentas a cobrar comerciales la clasificación es en función de índices históricos.

La calidad crediticia de las partidas de efectivo y depósitos a corto plazo es la siguiente:

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Efectivo en banco y depósitos a corto plazo		
Calidad crediticia mínimo “A”	4.637.666.483	1.450.251.183
Total	4.637.666.483	1.450.251.183

La calidad crediticia de las cuentas a cobrar comerciales es la siguiente:

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Sin plazo (expuesto en activo corriente)	-	162.364.022
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	9.035.460	3.245
De 9 a 12 meses	-	6.985
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	816.796.491	491.429.164
Total	825.831.951	653.803.416

Adicionalmente, en lo que respecta a los créditos con CAMMESA ver Nota 3.2.

NOTA 10 – REPUESTOS Y MATERIALES

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
No corriente		
En moneda nacional		
Repuestos y materiales de consumo	133.355.310	90.470.914
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	15.703.477	9.198.894
Total	149.058.787	99.669.808
Corriente		
En moneda nacional		
Repuestos y materiales de consumo	41.725.872	30.241.065
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	3.925.869	2.299.724
Total	45.651.741	32.540.789

La provisión para rotación y obsolescencia se constituyó en base al análisis de las posibles pérdidas que el Grupo estima deberá soportar, de acuerdo con la pérdida de valor de los materiales. Su evolución es la que se detalla a continuación:

Saldo al 30 de abril de 2016	(1.049.229)
Recupero de la provisión imputado en Otros ingresos / (egresos) operativos netos (Nota 26)	1.049.229
Saldo al 30 de abril de 2017	-
Saldo al 30 de abril de 2018	-

NOTA 11 – INVENTARIOS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Petróleo	1.988.819	3.548.103
Propano y butano	2.341.757	1.285.599
Total	4.330.576	4.833.702

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 12 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
No corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a los ingresos brutos	1.035.421	-
Impuesto a la ganancia mínima presunta (Nota 2.14.2)	11.022.707	9.527.154
Otros créditos impositivos	41.104	-
Gastos a devengar	-	10.106.494
En moneda extranjera (Anexo G)		
Acreencias con CAMMESA	12.767.520	19.363.070
Total	<u>24.866.752</u>	<u>38.996.718</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Anticipos varios	9.915.164	3.489.445
Impuesto a los ingresos brutos	6.520.075	5.437.705
Impuesto al valor agregado	12.541.699	6.501.750
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	2.734.530	8.483.967
Otros créditos impositivos	9.151.745	4.657.679
Seguros a devengar	21.302.292	16.878.653
Gastos a devengar	1.246.904	3.551.259
Cesión de derechos CAMMESA	1.293.143	927.069
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b)	829.360	520.786
Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar	13.108.645	9.721.073
Diversos	1.376.314	315.352
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	7.549.179	5.630.174
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b)	137.294	7.650
Acreencias con CAMMESA	16.669.825	13.073.143
Total	<u>104.376.169</u>	<u>79.195.705</u>

El valor razonable de otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor en libros.

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	25.183.958	15.612.051
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	37.505.683	25.451.907
De 3 a 6 meses	25.585.947	22.301.111
De 6 a 9 meses	9.793.337	10.196.887
De 9 a 12 meses	6.307.244	5.633.749
De 1 a 2 años	13.844.045	23.606.161
Más de 2 años	11.022.707	15.390.557
	<u>129.242.921</u>	<u>118.192.423</u>

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 - CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	30.04.2018	30.04.2017
No corriente		
En moneda nacional		
Deudores incobrables	2.627.115	2.627.115
Menos: Provisión deudores incobrables (Anexo E)	(2.627.115)	(2.627.115)
Total	-	-
Corriente		
En moneda nacional		
Por venta de energía y otros	35.775.159	609.629.007
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b))	16.651.300	674.603
En moneda extranjera (Anexo G)		
Por venta de petróleo y otros	106.415.410	43.061.351
Por venta de energía	664.201.568	-
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b))	2.788.514	438.455
Total	825.831.951	653.803.416

Al 30 de abril de 2018 y 2017, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 825.831.951 y \$ 653.803.416, respectivamente, cumplen en su integridad con sus términos contractuales y su valor razonable no difiere significativamente del valor de libros.

El análisis de antigüedad de saldos de estas cuentas por cobrar es el siguiente:

	30.04.2018	30.04.2017
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	-	162.364.022
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	9.035.460	3.245
De 9 a 12 meses	-	6.985
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	816.796.491	491.429.164
Total	825.831.951	653.803.416

Al 30 de abril de 2018 y 2017 el monto de la provisión para cuentas por cobrar comerciales asciende a \$ 2.627.115.

Los movimientos de la provisión (Anexo E) para cuentas por cobrar comerciales incobrables son los siguientes:

	30.04.2018	30.04.2017
Saldo al inicio del ejercicio	2.627.115	2.627.115
Saldo al cierre del ejercicio	2.627.115	2.627.115

Las cuentas por cobrar provisionadas corresponden a ciertos clientes que están atravesando una situación económica específica.

Los importes que se cargan a la cuenta de provisión se suelen dar de baja contablemente cuando no hay ninguna expectativa de recibir efectivo adicional.

NOTA 14 – INVERSIONES FINANCIERAS A VALOR RAZONABLE

	30.04.2018	30.04.2017
Corriente		
En moneda extranjera (Anexo G)		
Inversiones financieras a valor razonable (Anexo C)	632.453.773	482.898.674
Total	632.453.773	482.898.674

El importe en libros de las inversiones financieras a costo amortizado se aproxima a su valor razonable.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 14 – INVERSIONES FINANCIERAS A VALOR RAZONABLE (Cont.)

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2018	30.04.2017
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	632.453.773	482.898.674
Total	632.453.773	482.898.674

NOTA 15 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.04.2018	30.04.2017
Corriente		
En moneda nacional		
Caja	65.117	56.412
Bancos	15.168.578	11.238.187
Inversiones financieras a valor razonable (Anexo D)	1.772.841.985	324.024.850
En moneda extranjera (Anexo G)		
Caja	4.607.860	129.618
Bancos	15.462.729	198.673
Inversiones financieras a costo amortizado (Anexo D)	564.591.939	631.890.799
Inversiones financieras a valor razonable (Anexo D)	1.637.147.479	-
Total	4.009.885.687	967.538.539

A efectos del estado de flujos de efectivo se incluyen el efectivo y equivalentes de efectivo:

	30.04.2018	30.04.2017
Caja y bancos	35.304.284	11.622.890
Inversiones financieras a valor razonable	3.409.989.464	324.024.850
Inversiones financieras a costo amortizado	564.591.939	631.890.799
Adelantos en cuenta corriente	(145)	-
Total	4.009.885.542	967.538.539

Al 30 de abril de 2018, el efectivo y los equivalentes de efectivo descritos anteriormente y en el estado de flujos de efectivo incluyen \$ 202.356.000 (US\$ 9.900.000) que están sujetos a restricciones contractuales y por lo tanto no están disponibles para uso general por la entidad (ver Nota 37.b))

NOTA 16 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION

	Cantidad de acciones	Valor nominal por acción	Capital suscrito	Prima de emisión	Subtotal
		\$	\$	\$	\$
Saldos al 30 de abril de 2017	179.802.282	1	179.802.282	79.686.176	259.488.458
Saldos al 30 de abril de 2018	179.802.282	1	179.802.282	79.686.176	259.488.458

El Capital Social de \$ 179.802.282 está representado por 179.802.282 acciones ordinarias clase "A" escriturales, de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, las cuales están autorizadas a realizar oferta pública.

Todas las acciones emitidas han sido suscriptas e integradas.

El estado del capital al 30 de abril de 2018 y 2017 es el siguiente:

Capital	Valor nominal	Aprobado por	
		Fecha	Instrumento/Órgano
	\$		
Suscripto, integrado e inscripto	2.000.000		Acta constitutiva
Suscripto, integrado e inscripto	18.000.000	17.01.94	Asamblea General Extraordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	16.363.636	18.03.94	Asamblea General Extraordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	4.520.859	18.08.99	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	7.062.780	11.07.00	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	11.986.819	21.09.05	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	119.868.188	28.08.07	Asamblea General Ordinaria
Capital suscrito e integrado	179.802.282		

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 17 - RESERVAS

a) Evolución de reservas

	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva por revaluación de activos (ver punto b)
Saldos al 30 de abril de 2016	23.508.318	⁽¹⁾ 43.367.267	1.692.108.746
Asamblea General Ordinaria del 17 de agosto de 2016	(23.508.318)	(43.367.267)	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	1.166.539.323
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (punto b)	-	-	(101.628.065)
Saldos al 30 de abril de 2017	-	-	2.757.020.004
Asamblea General Ordinaria del 9 de agosto de 2017	35.960.456	⁽²⁾ 464.413.176	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	1.563.179.719
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (punto b)	-	-	(169.029.490)
Saldos al 30 de abril de 2018	35.960.456	464.413.176	4.151.170.233

(1) Para inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas. Las sumas incluidas bajo este concepto fueron constituidas por las Asambleas de Accionistas que aprobaron los correspondientes estados financieros anuales.

(2) Para la distribución de dividendos, inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas. Las sumas incluidas bajo este concepto fueron constituidas por las Asambleas de Accionistas que aprobaron los correspondientes estados financieros anuales.

b) Composición y evolución de la reserva por revaluación de activos y de los otros resultados integrales

La evolución y composición de la Reserva por revaluación de activos / Otros resultados integrales:

	CT ADC	Planta GLP	PED	Edificio y Terreno Neuquén	Total	Atribuible a la Sociedad	Atribuible a la Participación minoritaria
Saldo al 30 de abril de 2016 Reserva de revaluación de activos	1.460.530.443	57.041.827	66.195.983	113.695.135	1.697.463.388	1.692.108.746	5.354.642
Incremento / (disminución) por revaluación	1.728.930.205	25.967.357	(15.786.241)	54.492.095	1.793.603.416	1.794.675.881	(1.072.465)
Impuesto diferido	(605.125.572)	(9.088.575)	5.525.184	(19.072.233)	(627.761.196)	(628.136.558)	375.362
Total Otros resultados integrales	1.123.804.633	16.878.782	(10.261.057)	35.419.862	1.165.842.220	1.166.539.323	(697.103)
Desafectación por cambio de participación ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	(11.444.272)	11.444.272
Desafectación por cambio de participación diferido ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	4.005.495	(4.005.495)
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(131.746.990)	(7.853.724)	(6.604.703)	(85.454)	(146.290.871)	(144.906.597)	(1.384.274)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	46.111.447	2.748.803	2.311.646	29.909	51.201.805	50.717.309	484.496
Subtotal Desafectación de la Reserva por revaluación de activos ⁽¹⁾	(85.635.543)	(5.104.921)	(4.293.057)	(55.545)	(95.089.066)	(101.628.065)	6.538.999
Saldo al 30 de abril de 2017	2.498.699.533	68.815.688	51.641.869	149.059.452	2.768.216.542	2.757.020.004	11.196.538
Incremento por revaluación	1.372.382.407	28.321.898	84.378.921	109.682.725	1.594.765.951	1.580.677.536	14.088.415
Impuesto diferido	(480.333.842)	(9.912.664)	(29.532.622)	(38.388.954)	(558.168.082)	(553.237.138)	(4.930.944)
Resultado por cambio de la alícuota del impuesto a las ganancias	478.919.672	11.241.468	14.521.798	33.799.391	538.482.329	535.739.321	2.743.008
Total Otros resultados integrales	1.370.968.237	29.650.702	69.368.097	105.093.162	1.575.080.198	1.563.179.719	11.900.479
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(244.691.387)	(9.624.572)	(7.220.324)	(74.693)	(261.610.976)	(260.045.370)	(1.565.606)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	85.641.985	3.368.600	2.527.113	26.143	91.563.841	91.015.880	547.961
Subtotal Desafectación de la Reserva por revaluación de activos ⁽¹⁾	(159.049.402)	(6.255.972)	(4.693.211)	(48.550)	(170.047.135)	(169.029.490)	(1.017.645)
Saldo al 30 de abril de 2018	3.710.618.368	92.210.418	116.316.755	254.104.064	4.173.249.605	4.151.170.233	22.079.372

⁽¹⁾ Se imputa en "Resultados no asignados".

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 18 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Saldo al 30 de abril de 2016		(231.664.704)
Asamblea General Ordinaria del 17 de agosto de 2016 (constitución de reserva legal y facultativa)		66.875.585
Resultado integral del ejercicio		563.534.686
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 17)		101.628.065
Saldo al 30 de abril de 2017	500.373.632	500.373.632
Asamblea General Ordinaria del 9 de agosto de 2017 (constitución de reserva legal y facultativa)	(500.373.632)	
Resultado integral del ejercicio	695.702.673	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 17)	169.029.490	
Saldo al 30 de abril de 2018	864.732.163	

Restricciones a la distribución de ganancias

- a) De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales, el Estatuto Social y la Resolución N° 368/01 de la Comisión Nacional de Valores, debe transferirse a la Reserva Legal el 5% de la ganancia del ejercicio, una vez absorbidos los resultados acumulados negativos, más (menos) los ajustes de resultados de ejercicios anteriores, la desafectación de reserva por revalúo técnico, hasta que la misma alcance el 20% del capital social, reconstituyendo previamente, de corresponder, la reserva legal de ejercicios anteriores.
- b) De acuerdo con la Clase 2 del Programa Global para la emisión de Obligaciones Negociables (Nota 20 a), la Sociedad y sus subsidiarias SEB y E G WIND podrán declarar o pagar:
- Dividendos o distribuciones en acciones con derecho a voto;
 - Dividendos o distribuciones cobrados por la Sociedad y/o sus Subsidiarias Restringidas (SEB y E G WIND);
 - Dividendos pagados en forma proporcional a la Sociedad y sus Subsidiarias Restringidas (SEB y E G WIND), por una parte, y a los tenedores minoritarios de una Subsidiaria Restringida, por otra.

Lo mencionado anteriormente podrá realizarse, en la medida en que al momento del pago e inmediatamente después de dar efecto al mismo: (a) no se hubiera producido y subsistiera un incumplimiento o un supuesto de incumplimiento (falta de pago a su vencimiento del capital o intereses, la omisión por parte de la Sociedad de cumplir con un compromiso o acuerdo incluido en el programa o la Sociedad fuera declarada en concurso preventivo o quiebra) y (b) la Sociedad pudiera contraer al menos US\$ 1 de deuda financiera adicional, si al momento de incurrirla el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera sobre EBITDA ajustado no fuera superior a 3,5:1,0.

- c) De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre del ejercicio el saldo positivo de la "Reserva de revaluación de activos" no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 19 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

	30.04.2018	30.04.2017
No corriente		
En moneda nacional		
Provisiones varias	120.457.266	39.045.036
En moneda extranjera (Anexo G)		
Provisiones varias	4.733.678	4.997.551
Total	125.190.944	44.042.587
Corriente		
En moneda nacional		
Proveedores	252.461.425	143.429.918
Proveedores Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b))	164.063	48.534
Provisiones varias	21.933.475	14.434.778
En moneda extranjera (Anexo G)		
Proveedores	324.465.224	168.226.681
Proveedores Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 31.b))	1.733.679	616
Provisiones varias	101.327.175	17.833.312
Total	702.085.041	343.973.839

El importe en libros de las cuentas por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

Según el plazo estimado de pago, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2018	30.04.2017
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	460.764	6.948.070
De 3 a 6 meses	231.433	-
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	-	927
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	689.193.880	328.453.314
De 3 a 6 meses	4.937.480	3.929.503
De 6 a 9 meses	3.630.742	2.322.052
De 9 a 12 meses	3.630.742	2.319.973
De 1 a 2 años	2.826.813	1.789.297
Más de 2 años	122.364.131	42.253.290
Total	827.275.985	388.016.426

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS

	30.04.2018	30.04.2017
No corriente		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar	(44.198.388)	(515.026)
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la CT ADC (Nota 1.b.2.5)	58.401.692	-
En moneda extranjera (Anexo G)		
Bancarias	49.296.000	86.240.000
Obligaciones Negociables	6.162.000.000	-
Total	6.225.499.304	85.724.974
Corriente		
En moneda nacional		
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la CT ADC (Nota 1.b.2.5)	56.647.302	183.718.838
Adelantos en cuenta corriente	145	-
Comisiones y gastos a devengar	(8.810.948)	(1.905.314)
En moneda extranjera (Anexo G)		
Bancarias	16.623.707	22.002.190
Obligaciones Negociables	195.343.958	3.123.881.722
Total	259.804.164	3.327.697.436

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

La evolución de los préstamos es la siguiente:

	30.04.2018	30.04.2017
Saldo al inicio	3.413.422.410	3.390.779.073
Incremento de Descubiertos bancarios	145	-
Financiamiento obtenido para mantenimiento de la CT ADC	100.918.070	138.260.000
Compensación con crédito por remuneración de los mantenimientos no recurrentes y remuneración adicional fideicomiso	(168.294.954)	(105.282.672)
Préstamos obtenidos	4.602.000.000	-
Comisiones y gastos activados	(60.914.027)	-
Devengamientos:		
Interés devengado	427.526.330	352.260.678
Comisiones y gastos devengados	10.309.921	2.275.631
Diferencia de cambio generada por deudas en moneda extranjera	1.672.225.024	239.410.840
Pagos:		
Intereses	(272.682.941)	(368.230.140)
Capital	(3.239.206.510)	(236.051.000)
Saldo al cierre	6.485.303.468	3.413.422.410

Según el plazo estimado de pago los mismos se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2018	30.04.2017
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	-	183.718.838
6 meses o menos	219.541.548	3.133.198.598
6-12 meses	40.262.616	10.780.000
1- 2 años	64.011.903	21.044.974
Más de 2 años	6.161.487.401	64.680.000
Total	6.485.303.468	3.413.422.410

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas:

	30.04.2018	30.04.2017
Dólar Estadounidense	6.423.263.665	3.232.123.912
Pesos	62.039.803	181.298.498
Total	6.485.303.468	3.413.422.410

Las deudas en dólares devengan un interés promedio anual del 6,875% y 10 % al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente.

El valor razonable de las obligaciones negociables al 30 de abril de 2018 y 2017 asciende a \$ 6.202 y \$ 3.139 millones, valuados según método de valuación nivel 1 (ver Nota 2.7.2.2).

El importe en libros del resto de las deudas financieras corrientes y no corrientes se aproxima a su valor razonable.

a) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase 2

Con fecha 15 de marzo de 2017 la Asamblea General Ordinaria y con fecha 20 de marzo de 2017 el Directorio de la Sociedad aprobaron los términos y condiciones del Programa Global de Obligaciones Negociables, la solicitud de autorización de oferta pública y cotización por hasta un valor nominal en circulación en cualquier momento que no podrá exceder US\$ 600.000.000 o su equivalente.

El 10 de mayo de 2017 la Sociedad emitió la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables.

La Clase 2 de las Obligaciones Negociables, al momento de la emisión, ha sido calificada internacional y localmente por dos calificadoras de riesgo como: "B+(EXP)/RR3" y "B" y "A (arg)" y "raA+", respectivamente por Fitch y Standard & Poor's respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros las obligaciones negociables Clase 2 se calificaron internacional y localmente como "B+(EXP)/RR3" y "B+" y "A (arg)" y "raAA+", respectivamente por Fitch y Standard & Poor's.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Los colocadores internacionales fueron Deutsche Bank Securities Inc, J.P. Morgan Securities LLC, BBVA Securities Inc. e Itaú BBA USA Securities, Inc y los colocadores locales fueron BACS Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A. y Banco CMF S.A.

Las principales características son:

Monto de la Emisión: U\$S 300.000.000

Fecha de Emisión: 15 de mayo de 2017

Fecha de Vencimiento: 15 de mayo de 2024

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 6,875% nominal anual.

Rendimiento Aplicable: 6,875% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devenga intereses compensatorios pagaderos por períodos de seis meses, a partir de la fecha de la firma y hasta el repago total. Las fechas de pago serán el 15 de mayo y 15 de noviembre de cada año hasta la fecha de vencimiento, comenzando el 15 de noviembre de 2017.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota el 15 de mayo de 2024.

Monto de capital adjudicado a los Colocadores Internacionales:

Deutsche Bank Securities Inc.....	U\$S 138.889.000
J.P. Morgan Securities LLC.....	U\$S 138.889.000
BBVA Securities Inc.....	U\$S 11.111.000
Itaú BBA USA Securities, Inc....	U\$S 11.111.000

Rescate Opcional sin Prima: en cualquier momento a partir del 15 de mayo de 2021, la Sociedad podrá rescatar las Obligaciones Negociables, de acuerdo con el siguiente esquema y de conformidad con lo establecido en el Suplemento de Precio:

	Precio de Rescate
2021	103,438%
2022	101,719%
2023	100,000%

Precio de Rescate en caso de recompra de acciones: 106,875% respecto del monto de capital de las Obligaciones Negociables, de conformidad con y en los términos de lo dispuesto en el Suplemento de Precio respecto de "Rescate Opcional con el Producido de las Ofertas de Acciones".

Destino de los fondos: cancelación de pasivos de largo plazo y de corto plazo, realizar inversiones en activos fijos en el país, integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas y capital de trabajo.

Garantías: sin garantías

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas:

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2018 SEB y E G WIND califica como subsidiaria restringida para el cumplimiento de determinados compromisos, no así Hychico.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

- Cambio de control: ante la ocurrencia de un cambio de control los tenedores podrán requerir que la Sociedad compre toda o parte de sus obligaciones negociables.
- Limitación a incurrir en deuda financiera adicional: la Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán incurrir en deuda financiera adicional si, en el momento de, e inmediatamente luego de, dar efecto *pro-forma* para incurrir en Endeudamiento y a la aplicación de los fondos provenientes del mismo, (i) no ha incurrido ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento y (ii) el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado fuese no menos de 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera Neta Consolidado sobre EBITDA Consolidado fuese no mayor a 3,5:1,0. Alcanzados el valor mínimo y el máximo para el caso del Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado y de Deuda Financiera neta consolidada sobre EBITDA ajustado respectivamente, la Sociedad y sus subsidiarias restringidas, tomadas en conjunto, podrán incurrir en deuda financiera adicional por un monto que sea el mayor entre US\$ 60 millones y el 10% del valor de los Activos Consolidados (*).
- Limitación al pago de dividendos: La Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán pagar dividendos si no ha ocurrido un evento de incumplimiento y la Sociedad pudiera contraer al menos US\$ 1 de deuda financiera adicional, si al momento de incurrirla el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera Neta Consolidado sobre EBITDA Consolidado no fuera superior a 3,5:1,0 (*).
- Limitación al pago de dividendos y otras restricciones de pago que afectan a las subsidiarias restringidas: Las Subsidiarias restringidas no podrán tener acuerdos que limiten su capacidad de pagar dividendos (*).
- Limitación a las ventas de activos: La Sociedad y sus subsidiarias deberán aplicar el producido de las ventas de sus activos (distinto del giro normal de los negocios) a: (1) el repago de Deuda Financiera, (2) la compra de activos en similar línea de negocios (en el caso de la compra de Acciones de una Sociedad, la misma deberá a partir de ese momento pasar a ser una subsidiaria restringida), (3) realizar un aporte de capital en cualquier Subsidiaria Restringida; siempre que dicha Subsidiaria Restringida utilice los fondos de dicho aporte de conformidad con (1) o (2). Cualquier monto no aplicado a uno o algunos de estos conceptos en un plazo de 365 días deberá aplicarse a realizar una oferta de compra de las obligaciones negociables (*).
- Limitación a los gravámenes sobre cualquiera de sus bienes o activos (con las excepciones de práctica)
- Limitación a las operaciones de sale & leaseback (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a fusiones, absorciones y ventas de activos (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a las transacciones con sociedades relacionadas (con las excepciones de práctica) (*)
- No realizarán ninguna actividad diferente de los negocios permitidos
- Mantener en plena vigencia y efecto su existencia societaria
- Mantenimiento de bienes y seguros
- Mantenimiento de las calificaciones: la Sociedad realizará cuanto comercialmente se encuentre a su alcance para mantener la calificación de las Obligaciones Negociables con al menos dos calificadoras de riesgo.

Si en cualquier fecha posterior a la emisión, las Obligaciones Negociables contaran con al menos dos Calificaciones de Grado de Inversión otorgadas por Agentes de Calificación (BBB- en el caso de S&P y Fitch o el equivalente de ese rating por otros agentes de calificación), y no hubiera ocurrido ni subsistiera ningún incumplimiento, la Sociedad y sus Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a los compromisos indicados con (*).

Para mayor información ver el Prospecto y el Suplemento de Precio de la emisión de la Clase 2 correspondientes al Programa Global de Obligaciones Negociables por US\$ 600.000.000 de la Sociedad.

El saldo al 30 de abril de 2018 asciende a \$ 6.357.343.958, de las cuales \$ 195.343.958 son corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2018 asciende a \$ 52.494.309, de las cuales \$ 8.681.660 son corrientes (ver punto i).

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2018, la Sociedad y sus Sociedades Restringidas cumplen con todos los compromisos asumidos.

Concurrente con la emisión de la Clase 2, la Sociedad lanzó una oferta de compra a los tenedores de la Clase I y con fecha 10 de mayo de 2017 la Sociedad aceptó la compra de la totalidad de los tenedores de la Clase I que aceptaron la oferta de compra lanzada por la Sociedad. El monto total de dicha transacción fue de U\$S 51.126.000 de valor nominal, aproximadamente un 25,56% del total en circulación. Dicha compra fue abonada el 15 de mayo de 2017. El saldo remanente de U\$S 148.874.000 de valor nominal se canceló el 12 de junio de 2017, junto con los intereses devengados a dicha fecha, con los fondos provenientes de las Obligaciones Negociables Clase 2 (ver punto b).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

b) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase I

Con fecha 28 de diciembre de 2010, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos y condiciones del Programa Global de Obligaciones Negociables, la solicitud de autorización de oferta pública y cotización por un valor nominal de hasta US\$ 200 millones.

El 10 de marzo de 2011 se emitió la Clase I de Obligaciones Negociables por un monto de US\$ 200 millones bajo el mencionado programa.

La Clase I de las Obligaciones Negociables, al momento de la emisión, ha sido calificada internacional y localmente por dos calificadoras de riesgo como "B/RR4" y "B-" y "A+(arg)" y "raA", respectivamente.

A continuación se detallan las principales características:

Organizadores: Deutsche Bank Securities Inc y J.P. Morgan Securities, LLC

Monto de la Emisión: U\$S 200.000.000

Precio de Emisión: 100%

Fecha de Emisión: 10 de marzo de 2011

Fecha de Vencimiento: 10 de marzo de 2018

Interés: devenga intereses compensatorios pagaderos por períodos de seis meses, a partir de la fecha de la firma y hasta el repago total a una tasa fija del 10% nominal anual. Las fechas de pago serán el 10 de marzo y 10 de septiembre de cada año hasta la fecha de vencimiento, comenzando el 10 de septiembre de 2011.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota el 10 de marzo de 2018.

Cotización: las obligaciones negociables cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Luxemburgo.

Rescate opcional con prima: la Sociedad podía efectuar el rescate total y no parcial, en cualquier momento previo al 10 de marzo de 2015 por un monto igual al 100% del capital, con más los intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate más una Prima.

Rescate opcional sin prima: la Sociedad podía efectuar el rescate total o parcial, en cualquier momento, a partir del 10 de marzo de 2015, a los precios de rescate expresados como porcentajes del monto de capital que se establecen a continuación, con más los intereses devengados e impagos, si los hubiera, hasta la fecha de rescate.

Año	Precio de rescate
2015	105%
2016	103,3%
2017 y posteriores	100%

Destino de los fondos: cancelación de pasivos a largo plazo y de corto plazo e integración de capital de trabajo en el país.

Garantías: sin garantías

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas

- Limitación a incurrir en deuda financiera adicional: la Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán incurrir en deuda financiera adicional, si al momento de incurrirla y dado efecto a la misma: (1) no ha ocurrido ningún supuesto de incumplimiento y (2) el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,5:1,0 (EBITDA ajustado para el período de cuatro trimestres consecutivos anteriores a la fecha de cálculo sobre los intereses pagados para el mismo período) y el Ratio de Deuda Financiera sobre EBITDA ajustado no fuera superior a 3,5:1,0. Para todos los casos los valores son consolidados con sus subsidiarias restringidas. Alcanzados el valor mínimo y el máximo para el caso del Ratio de Cobertura de Intereses y de Deuda Financiera sobre EBITDA ajustado respectivamente, la Compañía y sus subsidiarias restringidas, tomadas en conjunto, podrán incurrir en deuda financiera adicional por un monto que sea el mayor entre US\$ 20 millones y el 5% del valor de los Activos Consolidados.
- Cambio de control: ante la ocurrencia de un cambio de control los tenedores podrán requerir que la Sociedad compre toda o parte de sus obligaciones negociables
- Limitación al pago de dividendos: La Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán pagar dividendos si no ha ocurrido un evento de incumplimiento y la Sociedad pudiera contraer al menos US\$ 1 de deuda financiera adicional, si al momento de incurrirla el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,5:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera sobre EBITDA ajustado no fuera superior a 3,5:1,0. (*)
- Limitación al pago de dividendos y otras restricciones de pago que afectan a las subsidiarias restringidas: Las Subsidiarias restringidas no podrán tener acuerdos que limiten su capacidad de pagar dividendos (*)
- Limitación a las ventas de activos: La Sociedad y sus subsidiarias deberán aplicar el producido de las ventas de sus activos (distinto del giro normal de los negocios) a: (1) el repago de Deuda Financiera, (2) la compra de activos en similar línea de negocios (en el caso de la compra de Acciones de una Sociedad, la misma deberá a partir de ese momento pasar a ser una subsidiaria restringida). Cualquier monto no aplicado a uno o algunos de estos conceptos en un plazo de 270 días deberá aplicarse a realizar una oferta de compra de las obligaciones negociables (*)
- Limitación a los gravámenes sobre cualquiera de sus bienes o activos (con las excepciones de práctica)
- Limitación a las operaciones de sale & leaseback (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a fusiones, absorciones y ventas de activos (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a las transacciones con sociedades relacionadas (con las excepciones de práctica) (*)
- No realizarán ninguna actividad diferente de los negocios permitidos
- Mantener en plena vigencia y efecto su existencia societaria
- Mantenimiento de bienes y seguros
- Mantenimiento de las calificaciones: la Sociedad realizará cuanto comercialmente se encuentre a su alcance para mantener la calificación de las Obligaciones Negociables con al menos dos calificadoras de riesgo.

Si en cualquier fecha posterior a la emisión de las Obligaciones Negociables, las mismas contarán, con al menos dos calificadoras de riesgo, con una calificación de grado de inversión (igual a por ejemplo a) BBB-, en el caso de S&P y Fitch, y b) Baa3, en el caso de Moody's, o una calificación superior) y no se hubiera producido ni subsistiera ningún supuesto de incumplimiento, la Sociedad y sus sociedades restringidas no estarán sujetas a los compromisos indicados con (*).

Para mayor información ver el Prospecto y el Suplemento de Precio correspondientes al Programa Global de Obligaciones Negociables de la Sociedad.

El saldo de la deuda se canceló anticipadamente con la emisión de fecha 10 de mayo de 2017, de la Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024 (ver punto a). Adicionalmente, al momento de la cancelación, se han imputado a resultados las comisiones y gastos pagados con relación a las Obligaciones Negociables Clase I.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

c) Banco de Crédito y Securitización S.A. por \$ 30.000.000

El 11 de noviembre de 2014 la Sociedad firmó un acuerdo de préstamo con BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. con las siguientes características:

Monto: \$ 30.000.000

Destino de los fondos: capital de trabajo.

Fecha de inicio: 11 de noviembre de 2014.

Plazo: 36 meses

Fecha de vencimiento: 11 de noviembre de 2017.

Amortización: 5 cuotas semestrales, iguales y consecutivas, con un año de gracia.

Interés: devengaba una tasa variable nominal anual compuesta por tasa BADLAR Bancos Privados corregida más 400 puntos básicos. Los mismos se abonaron semestralmente.

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas: poseía condiciones generales similares a las ya existentes bajo las Obligaciones Negociables Clase 1 a Tasa Fija con vencimiento en 2018 por un valor nominal de hasta U\$S 200.000.000. Para el supuesto de estar en incumplimiento de ciertos compromisos financieros, existía una restricción a la declaración o pago de dividendos o la realización de cualquier distribución respecto del capital accionario.

El 11 de noviembre de 2016 se precanceló el saldo adeudado.

d) Industrial Commercial Bank of China (Argentina) S.A.

Con fecha 1 de abril de 2015 la Sociedad obtuvo un préstamo con el Industrial Commercial Bank of China (Argentina) S.A. (ICBC) cuyas principales características eran las que se detallan a continuación:

Monto: \$ 50.000.000

Destino de los fondos: refinanciación de pasivos.

Fecha de inicio: 1 de abril de 2015.

Plazo: 24 meses

Fecha de vencimiento: 1 de abril de 2017.

Amortización: 3 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas, habiendo vencido la primera cuota el 1 de octubre de 2016.

Interés: devengaba una tasa variable nominal anual compuesta por tasa BADLAR Bancos Privados corregida más un margen de 5,25% nominal anual. Los mismos se abonaban trimestralmente.

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas: poseía condiciones generales similares a las ya existentes bajo las Obligaciones Negociables Clase 1 a Tasa Fija con vencimiento en 2018 por un valor nominal de hasta U\$S 200.000.000. Para el supuesto de estar en incumplimiento de ciertos compromisos financieros, existía una restricción a la declaración o pago de dividendos o la realización de cualquier distribución respecto del capital accionario.

El 1 de julio de 2016 se precanceló el saldo adeudado.

e) Bancos Ciudad de Buenos Aires, Hipotecario y Macro por \$ 125.000.000

Con fecha 5 de mayo de 2015, la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco Hipotecario S.A. y Banco Macro S.A. como prestamistas y Banco Macro S.A., como agente administrativo y como organizador, con las siguientes características:

Monto: \$ 125.000.000

Destino de los fondos: \$ 100.000.000 para la cancelación de deuda financiera y \$ 25.000.000 para capital de trabajo.

Fecha de inicio: 5 de mayo de 2015.

Plazo: 24 meses

Fecha de vencimiento: 5 de mayo de 2017.

Amortización: 5 cuotas trimestrales y consecutivas, con un año de gracia. El monto de cada cuota de capital era el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Cuota	Fecha de vencimiento	Porcentaje del monto del préstamo
1	mayo de 2016	15%
2	agosto de 2016	15%
3	noviembre de 2016	15%
4	febrero de 2017	25%
5	mayo de 2017	30%

Interés: devengaba una tasa variable nominal anual compuesta por tasa BADLAR Bancos Privados corregida más 450 puntos básicos. El Efectivo Mínimo utilizado para la corrección correspondía al porcentaje de efectivo mínimo de liquidez exigido a las entidades financieras por colocaciones de plazos fijos a un plazo de 30 a 59 días residuales correspondientes a la Categoría 1 de acuerdo con el BCRA, vigente a la fecha de determinación de intereses que correspondiera. Los mismos se abonaban trimestralmente.

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas: poseía condiciones generales similares a las ya existentes bajo las Obligaciones Negociables Clase 1 a Tasa Fija con vencimiento en 2018 por un valor nominal de hasta U\$S 200.000.000. Para el supuesto de estar en incumplimiento de ciertos compromisos financieros, existía una restricción a la declaración o pago de dividendos o la realización de cualquier distribución respecto del capital accionario.

El 7 de noviembre de 2016 se precanceló el saldo adeudado.

f) Banco Galicia \$ 3.750.000

Con fecha 29 de mayo de 2015 la Sociedad obtuvo un préstamo con el Banco Galicia por \$ 3.750.000 cuyas principales características son las que se detallan a continuación:

Monto: \$ 3.750.000

Fecha de inicio: 29 de mayo de 2015.

Plazo: 365 días

Fecha de vencimiento: 27 de mayo de 2016.

Interés: devengaba una tasa variable nominal anual compuesta por tasa BADLAR Bancos Privados corregida más 450 puntos básicos. Los mismos se abonaron a su vencimiento.

g) Banco de Crédito y Securitización S.A. por \$ 15.000.000

El 28 de julio de 2015 la Sociedad firmó un acuerdo de préstamo con BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. con las siguientes características:

Monto: \$ 15.000.000

Destino de los fondos: capital de trabajo.

Fecha de inicio: 28 de julio de 2015.

Plazo: 28 meses

Fecha de vencimiento: 13 de noviembre de 2017.

Amortización: 5 cuotas iguales y consecutivas, habiendo vencido la primera el 11 de noviembre de 2015 y luego con vencimiento semestral.

Interés: devengaba una tasa variable nominal anual compuesta por tasa BADLAR Bancos Privados corregida más 400 puntos básicos. El Efectivo Mínimo utilizado para la corrección corresponde al promedio para un depósito a plazo de 29 días, correspondiente a la Categoría 1 de acuerdo con el BCRA, vigente al momento de cada cálculo de la tasa base. Los mismos se abonaban junto con las amortizaciones de capital

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas: poseía condiciones generales similares a las ya existentes bajo las Obligaciones Negociables Clase 1 a Tasa Fija con vencimiento en 2018 por un valor nominal de hasta U\$S 200.000.000. Para el supuesto de estar en incumplimiento de ciertos compromisos financieros, existía una restricción a la declaración o pago de dividendos o la realización de cualquier distribución respecto del capital accionario.

El 11 de noviembre de 2016 se precanceló el saldo adeudado.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

h) Corporación Interamericana de Inversiones - US\$ 14.000.000

En marzo de 2012 Hychico firmó un contrato de préstamo con la Corporación Interamericana de Inversiones, el cual fue aplicado a la refinanciación a largo plazo de los pasivos contraídos para la construcción y operación del PED (préstamo con el Deutsche Bank AG London (ver punto h)). A continuación se detallan sus características:

Organizador: Corporación Interamericana de Inversiones (CII)

Administrador: Corporación Interamericana de Inversiones

Monto: se divide en un Préstamo A de hasta US\$ 8.000.000 y un Préstamo B de hasta US\$ 6.000.000.

Fecha de desembolso: 24 de abril de 2012

Plazo de vencimiento: 10 años a partir de la fecha del primer desembolso.

Amortización de capital: amortiza en 20 cuotas semestrales, consecutivas e iguales con vencimiento a contar a partir de la fecha del primer desembolso.

Intereses: devenga un interés (calculado sobre la base de seis meses) pagadero semestralmente a partir del desembolso a una tasa anual equivalente a la suma de LIBO más una tasa del 8,75 %. Asimismo se prevé un interés moratorio del 2 % anual sobre los montos que pudieran adeudarse en caso de incumplimiento de pago.

Comisiones: devenga: i) Comisión de Compromiso: 0,5% anual sobre el saldo no desembolsado del préstamo, la cual comenzará a devengarse a partir de la fecha de vigencia y hasta que el préstamo haya sido desembolsado en su totalidad o se haya declarado el cese de los desembolsos, ii) Comisión de Apertura: 1,25 % sobre el monto del capital del préstamo pagadera en la fecha del primer desembolso, iii) Comisión de Sindicación: 1,25% del monto del Préstamo B pagadero al desembolso de cada solicitud de fondos, iv) Comisión de Supervisión: US\$ 8.000 pagadera en la primera fecha de pago de intereses de cada año y hasta la amortización total del Préstamo A y v) Comisión de Administración: US\$ 2.000 pagadera en la primera fecha de pago de intereses de cada año y hasta la amortización total del Préstamo B.

Pago anticipado: el préstamo podrá ser pagado en forma voluntaria anticipadamente, ya sea total o parcial. El pago anticipado estará sujeto a un recargo igual: (i) al 2% del monto que se pague anticipadamente si el mismo ocurre antes del quinto aniversario del Préstamo; o (ii) al 1,5% si el pago anticipado ocurre entre el quinto aniversario del préstamo y la fecha de vencimiento. El monto del pago anticipado no podrá ser inferior a US\$2.000.000. Todos los pagos anticipados se aplicarán a las cuotas del saldo del capital del préstamo en el orden inverso al de sus fechas de vencimiento.

Destino de los fondos: serán destinados a la refinanciación de pasivos contraídos para la construcción y operación del PED.

Garantías: el préstamo está garantizado por lo siguiente:

- Prenda en primer grado de preferencia sobre los equipos y todos los activos del PED;
- El aval por parte de la Sociedad en su carácter de fiador, liso y llano principal pagador de todas las obligaciones asumidas por Hychico en el contrato de préstamo, en los pagarés y en los demás documentos principales ⁽¹⁾;
- Cesión condicional de los derechos incluidos en el Contrato de Compraventa de Energía;
- Cesión condicional de los derechos resultantes de los permisos y contratos principales, incluyendo contratos de servidumbre, de conexión y de cualquier otro documento y contrato relacionado con el PED;
- Cesión de garantía de los derechos emergentes del contrato de comodato suscripto con CAPSA sobre el terreno donde se ubica el PED; y
- Prenda en primer grado de preferencia del 100% de las acciones de Hychico.

⁽¹⁾ Capex se obliga, hasta la amortización total del préstamo, a mantener la propiedad y el control, en forma directa o indirecta a través de su subsidiaria SEB, de la mayoría del capital social con derecho a voto.

El préstamo genera la obligación por parte de Hychico y de la Sociedad, su Garante, del cumplimiento de ciertas obligaciones estipuladas en el contrato; a continuación se mencionan las más importantes:

Obligaciones de hacer

- Cumplir con el ratio Coeficiente de Cobertura del Servicio de Deuda Financiera;

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Obligaciones de no hacer

- Incurrir y mantener deuda financiera alguna, salvo el presente préstamo, y los pasivos derivados de préstamos del Garante, que estarán subordinados en pago y en plazo al Préstamo; excepto por un monto máximo de US\$500.000;
- Declarar, aprobar y/o distribuir dividendos o cualquier tipo de remuneración a los accionistas, provisionales y definitivos, directa o indirectamente, excepto que se cumplan cada una de las siguientes condiciones:
 - que el resultado neto del ejercicio fiscal sea positivo y que los mismos se declaren contra las ganancias del ejercicio fiscal;
 - que el Coeficiente de Cobertura de Servicio de Deuda Financiera sea mayor que 1,1 veces, medido post pago de dividendos; y
 - que Hychico se encuentre al día en el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente Contrato y los Documentos Principales.
- Invertir en activos ajenos al giro normal del negocio;
- Garantizar y constituirse como fiador y/o avalista respecto de deudas financieras de terceros;
- Constituir y/o permitir que exista gravamen alguno sobre los bienes de propiedad de Hychico, a excepción de los citados en el Contrato de Préstamo;
- Enajenar, vender o arrendar más del diez por ciento (10%) de sus activos del PED o emprender un proceso de fusión, división, consolidación, transferencia de más de un diez por ciento (10%) de sus activos del PED, escisión, transformación, cambio de la razón social u otra modificación significativa de su estructura legal, a menos que el producido de los mismos sea aplicado a la adquisición de bienes de reposición;
- Reducir su capital social ⁽¹⁾;
- Permitir o emprender cualquier acción que permita que el Préstamo tenga un rango de privilegio inferior (incluyendo la Garantía) que las demás deudas preferentes contraídas.

⁽¹⁾ Mediante nota de septiembre de 2013, la CII ha dispensado a Hychico de manera permanente de la prohibición de reducir su capital social siempre y cuando sea de carácter obligatorio de acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales N° 19550.

Las mismas han sido cumplidas, no generando eventos de “default” al 30 de abril de 2018.

Con fecha 16 de abril de 2018, Hychico prepagó la totalidad de los montos adeudados bajo el tramo B del préstamo de referencia por US\$ 2.400.000, eliminándose las comisiones de administración por dicho tramo. En el mismo momento acordó una modificación al contrato de Préstamo de fecha 29 de marzo de 2012, el cual a partir del 15 de abril de 2018 devenga intereses a una tasa LIBO más 4,5 %.

A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico canceló, de acuerdo con las fechas previstas de vencimiento, capital por \$ 141.697.040 e intereses por un total acumulado de \$ 58.664.724.

Al 30 de abril de 2018 y 2017 el saldo asciende a \$ 65.919.707 y \$ 108.242.190, de los cuales \$ 16.623.707 y \$ 22.002.190 son corrientes, respectivamente. Se han deducido del préstamo las comisiones y garantías pagadas, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones y garantías al 30 de abril de 2018 y 2017 ascienden a \$ 515.027, de las cuales \$ 129.288 son corrientes y \$ 644.314, de las cuales \$ 129.288 son corrientes, respectivamente (ver punto i)).

i) Resumen al 30 de abril de 2018

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (punto a))	195.343.958	6.162.000.000	6.357.343.958
Comisiones y gastos a devengar Oblig.Negoc. (punto a))	(8.681.660)	(43.812.649)	(52.494.309)
Corporación Interamericana de Inversiones (punto h))	16.623.707	49.296.000	65.919.707
Comisiones y garantías Corporación Interamericana de Inversiones (punto h))	(129.288)	(385.739)	(515.027)
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la CT ADC	56.647.302	58.401.692	115.048.994
Adelantos en cuenta corriente	145	-	145
Total	259.804.164	6.225.499.304	6.485.303.468

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 21 - REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
En moneda nacional		
Remuneraciones y deudas sociales	21.932.415	16.083.579
Provisiones varias	75.332.750	55.236.851
Total	<u>97.265.165</u>	<u>71.320.430</u>

NOTA 22 - CARGAS FISCALES

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar (neto) – (Nota 28)	154.373.252	58.659.786
Retenciones y percepciones impositivas	12.190.359	7.714.640
Impuesto al valor agregado	50.614.747	66.839.788
Otros	14.633.981	8.035.994
Total	<u>231.812.339</u>	<u>141.250.208</u>

NOTA 23 - OTRAS DEUDAS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
En moneda nacional		
Regalías de petróleo y gas	64.035.388	46.623.758
Aportes en Soc Art.33 – Ley 19950 a realizar (Nota 31.b)	-	56.250
Total	<u>64.035.388</u>	<u>46.680.008</u>

NOTA 24 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS

1. Provisiones

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
En moneda nacional		
Para juicios y multas (Anexo E)	2.480.347	2.730.347
Total	<u>2.480.347</u>	<u>2.730.347</u>

La provisión para juicios se constituyó en base al análisis de las posibles indemnizaciones que el Grupo estima deberá soportar, de acuerdo con la opinión de sus asesores legales. Su evolución es la que se detalla a continuación:

Saldo al 1 de mayo de 2016	3.244.352
Aumento de la provisión imputado a otros ingresos operativos netos (Nota 26)	480.995
Sentencias abonadas al 30 de abril de 2017	(995.000)
Saldo al 30 de abril de 2017	2.730.347
Aumento de la provisión imputado a otros ingresos operativos netos (Nota 26 y Anexo E)	50.000
Sentencias abonadas al 30 de abril de 2018	(300.000)
Saldo al 30 de abril de 2018	2.480.347

2. Contingencias

a) Medida cautelar y recursos administrativos

a.1) Resolución 821/10 de la SEN

Con fecha 24 de octubre de 2010, la Sociedad, mediante Res SEN 821/10 (la "Resolución"), fue pasible de una serie de sanciones por parte de la SEN, por supuestos incumplimientos al abastecimiento de ciertos volúmenes de gas licuado de petróleo ("GLP"), en virtud del acuerdo de estabilidad del precio de GLP (el "Acuerdo") suscripto entre la SEN y ciertos fraccionadores y productores de GLP, entre los cuales no se encuentra la Sociedad.

Las sanciones aplicadas consisten en:

- una multa de \$ 3.117.426,
- la entrega forzosa por parte de la Sociedad de 2.351 toneladas de GLP a otros productores y/o fraccionadores, cuyo valor de mercado asciende a \$ 3.853.289 aproximadamente, e
- inhabilitación para exportar mientras no se cumpla con la resolución.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 24 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

La Sociedad solicitó en sede administrativa la suspensión de los efectos de la resolución e interpuso un recurso de reconsideración que fue resuelto negativamente y motivó la presentación de un recurso jerárquico. Adicionalmente, la Sociedad interpuso una medida cautelar autónoma ante la Justicia Federal para evitar la aplicación de la misma hasta tanto se resolviera el recurso administrativos interpuesto. La medida cautelar fue concedida y notificada a la SEN el 25 de noviembre de 2010, y se encuentra vigente ya que el recurso jerárquico no ha sido resuelto a la fecha.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2018 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos. Los asesores legales de la Sociedad consideran que la Ley 26.854 de Medidas Cautelares ("LMC") en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

a.2) Resoluciones 1982, 1988 y 1991 de 2011 de ENARGAS

La Sociedad considera que el cargo tarifario previsto por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 mencionado en la Nota 1.2 d) resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no ha sido creado por una Ley del Congreso Nacional. La naturaleza tributaria del cargo en cuestión se configura por las siguientes razones: (i) el mismo no está destinado a ampliar o mejorar el servicio público de distribución o transporte de gas sino a un fondo fiduciario creado y administrado por el estado nacional para atender las importaciones de gas natural, (ii) las plantas de tratamiento de gas fuera de medición regulada, tal el caso de la Sociedad, no utilizan servicios públicos de transporte o distribución de gas sino que reciben dicho fluido en forma directa de los productores, (iii) el cargo ha sido excluido de la base imponible de otros impuestos (a excepción del IVA), (iv) sin perjuicio de su denominación, el cargo es un requerimiento del Estado en ejercicio de su poder de imperio para que los particulares le entreguen prestaciones en dinero con el objeto de solventar gastos destinados a cubrir sus fines, en este caso la importación de gas para abastecer al mercado interno.

En base a los fundamentos expuestos, y dado que el impacto económico de dicho cargo es significativo para la unidad de negocio GLP, con fecha 29 de diciembre de 2011 la Sociedad interpuso ante el Juzgado Federal de Neuquén una acción declarativa de inconstitucionalidad contra las normas referidas en el párrafo anterior y abonó bajo protesto el cargo del mes de diciembre de 2011, el cual ascendió a \$ 3.498.609 más IVA.

Posteriormente, con fecha 5 de marzo de 2012, la Sociedad solicitó ante el mismo Juzgado Federal donde tramita la acción de inconstitucionalidad, una medida cautelar para que se suspendieran los efectos de las normas referidas. Como consecuencia de ello, el 14 de marzo de 2012, el Juzgado Federal interviniente concedió a la Sociedad una medida cautelar que suspende el efecto de las normas citadas y la consecuente obligación de pago del cargo derivado de las mismas previa constitución de un seguro de caución por \$ 25.400.000 en carácter de contra cautela. El 30 de marzo de 2012 la Sociedad notificó la medida cautelar a la SEN y al ENARGAS. Cabe destacar que otras empresas productoras de GLP también solicitaron y obtuvieron medidas cautelares similares.

Con fecha 2 de agosto de 2012, la Sociedad fue notificada de una resolución del Juzgado Federal de Neuquén en virtud de la cual dicho juzgado se declara competente para entender en la cuestión, pero considera que no se encuentra habilitada la instancia judicial para formular el reclamo y, por ello, levanta la medida cautelar decretada. La resolución mencionada fue apelada con fecha 10 de agosto de 2012, por lo que la medida cautelar mantendrá sus efectos hasta que la misma quede firme. La Sociedad considera que tiene sólidos fundamentos para revertir la resolución apelada. A su vez, en agosto de 2012, la Sociedad también interpuso un recurso administrativo impropio contra el Decreto 2067/08 y las resoluciones dictadas en su consecuencia.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 26.784 que, entre otras cuestiones, modificó la Ley 26.095 de obras de infraestructura energética, estableciendo que las importaciones de gas son objetivo prioritario del estado nacional y que el cargo y fondo fiduciario creados por el Decreto 2067/08 y los actos dictados en su consecuencia se regirán por lo establecido en dicha ley.

En agosto de 2013 la Cámara Federal de General Roca hizo lugar al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad en agosto de 2012, y revocó parcialmente la sentencia de primera instancia, declarando habilitada la instancia judicial para que Capex formulara su reclamo, imponiendo costas en el orden causado y manteniendo la vigencia de la medida cautelar decretada.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 24 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

Este fallo de Segunda Instancia despejó el estado de incertidumbre de la Sociedad con respecto a la viabilidad de su reclamo original.

A su vez, los asesores legales de la Sociedad completaron su análisis de la Ley 26.784, concluyendo que dicha norma no sana la inconstitucionalidad del Decreto 2067/08 y las resoluciones del ENARGAS dictadas en su consecuencia, principalmente porque la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) en el precedente “Franco”, estableció que la Constitución Nacional impide al Poder Ejecutivo ejercer funciones legislativas sin base legal previa y suficiente y que “...sólo en el excepcionalísimo supuesto de los decretos de necesidad y urgencia la ratificación ulterior podría tener la virtualidad convalidatoria que, impropriamente se pretende extender al caso...”. Es decir que, según la jurisprudencia citada, nunca el Congreso Nacional podría sanear una norma inconstitucional emitida por el PEN excediendo claramente sus facultades reglamentarias. Por ello, al no existir dudas de que el Decreto 2067/08 no es un Decreto de Necesidad y Urgencia, la ratificación del mismo por Ley del Congreso no es suficiente para sanear su inconstitucionalidad.

Por lo dicho con respecto a la Ley 26.784 y habiéndose pronunciado la Cámara de Apelaciones a favor de la habilitación de instancia y el mantenimiento de la medida cautelar, con fecha 29 de octubre de 2013 la Sociedad presentó una ampliación de su demanda original en el Juzgado Federal de Neuquén solicitando que, adicionalmente a su requerimiento original, se declarara también la inconstitucionalidad del artículo 54 de dicha ley. El Juez interviniente tuvo por ampliada la demanda y dispuso el traslado de la acción interpuesta al Estado Nacional y al Enargas.

El 22 de mayo de 2014, la Sociedad realizó una presentación espontánea solicitando que se rechazara una solicitud del ENARGAS fundada en la Ley 26.854 de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional y en la Ley 26.784, contra la cual la Sociedad argumentó, entre otras cosas, que: (a) la medida cautelar obtenida por la Sociedad fue obtenida y dictada con anterioridad a la LMC y ésta no tiene efecto retroactivo, (b) las disposiciones de la Ley de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional resultan inconstitucionales según ha sido declarado en numerosos fallos jurisprudenciales y (c) la Ley de Presupuesto 2013 no ratifica el Decreto 2067/08 ni las normas del ENARGAS derivadas del mismo, y tampoco sana la inconstitucionalidad de estas normas ya que no cumple con los requisitos exigidos por el principio de legalidad tributaria de raigambre constitucional.

El 5 de noviembre de 2014 la Sociedad se notificó de la decisión del Juzgado Federal de Neuquén que hizo lugar al pedido de levantamiento de la medida cautelar efectuado por ENARGAS, por considerar que la verosimilitud del derecho originalmente considerada al dictar la medida cautelar habría desaparecido con el dictado de la Ley 26.784. En la misma fecha, la Sociedad interpuso recurso de apelación contra dicha decisión, el cual fue concedido con efecto suspensivo el día 6 de noviembre de 2014.

Con fecha 16 de septiembre de 2015 la Cámara Federal de Apelaciones de General Roca admitió el recurso interpuesto por la Sociedad y revocó el pedido de levantamiento de la medida cautelar formulado por ENARGAS. Dicho ente interpuso un recurso extraordinario que fue rechazado con fecha 10 de febrero de 2016.

Por otra parte, además del mantenimiento de la medida cautelar, el 27 de octubre de 2015 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el fallo “Compañía Mega S.A c/EN” en virtud del cual, en un caso similar al de la Sociedad en el que el gas consumido por la actora no ingresa al sistema de transporte y no puede ser confundido con el gas importado, se estableció que el cargo creado por el Decreto N° 2067/08 resulta inconstitucional. Los asesores legales de la Sociedad consideran que este fallo es un precedente de importancia para avalar la posición de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución 28/16 del 28/3/16 del Ministerio dejó sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios vinculados a la determinación de los cargos tarifarios en el marco del Decreto 2067/08.

La Gerencia de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales internos y externos, continúa considerando que tiene sólidos fundamentos para obtener la declaración de inconstitucionalidad del cargo creado por el Decreto 2067/08, las Resoluciones de Enargas dictadas en consecuencia y el artículo 54 de la Ley 26.784 y para rechazar su exigibilidad, como así también para mantener la medida cautelar, por lo cual no resulta necesario provisionar suma alguna por este concepto.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 24 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

a.3) Resolución 77/12 de la SEN

La Sociedad considera que la Res SEN 77/12, mencionada en la Nota 1.2.d), entre otras cuestiones, viola las disposiciones de la Ley 26020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11). Con fecha 29 de marzo de 2012, la Sociedad recibió la Nota SEN 1584/12 en la cual, en virtud de las disposiciones de la resolución, establecía que la Sociedad debía proveer 12.418 toneladas de butano a determinados fraccionadores a los precios establecidos en dicha resolución, los cuales eran sensiblemente inferiores a los precios a los que CAPEX vendía su producción y que respetaban el límite de "paridad de exportación" establecido por la Ley de GLP.

Como consecuencia de dicha nota, con fecha 4 de abril de 2012 la Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la resolución citada y la Nota SEN 1584/12 y luego solicitó una medida cautelar autónoma en el Juzgado Federal de Neuquén para que se suspendieran los efectos de ambas.

En abril de 2012 la Sociedad recibió la Nota SEN 2247/12 mediante la cual la SEN la inhabilita para (i) exportar GLP y (ii) efectuar operaciones de compraventa de GLP en el mercado interno con todos los sujetos activos de la industria, ello por haber incumplido con el abastecimiento dispuesto por la Nota SEN 1584/12 mencionada anteriormente. La Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la Nota SEN 2247/12 e informó sobre la misma al Juzgado Federal de Neuquén al cual solicitó que la medida cautelar presentada se ampliara con respecto a las inhabilitaciones dispuestas por dicha nota.

El 25 de abril de 2012, el Juzgado Federal de Neuquén dictó a favor de la Sociedad la medida cautelar requerida, ordenando que se suspendieran los efectos de la resolución y de las Notas SEN 1584/12 y 2247/12 respecto de la Sociedad y quienes operan con ella. Como consecuencia de lo mencionado, la Sociedad continúa con su operatoria normal de producción y venta de GLP.

Como se ha explicado, la resolución viola: (i) las disposiciones de la Ley 26020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación (artículo 7 inciso b)) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11); (ii) la garantía de debido proceso administrativo y defensa previstos en el artículo 18 de la Carta Magna, ya que impone una sanción sin otorgar instancia de defensa a la Sociedad; (iii) el principio de legalidad previsto por los artículos 18 y 19 de dicha norma, ya que las sanciones no han sido creadas por el Congreso; y (iv) el derecho de la Sociedad a ejercer toda industria lícita garantizada por el artículo 14 de la Constitución Nacional.

En virtud de lo expuesto, la Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2018 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Los asesores legales internos y externos de la Sociedad consideran que la Ley 26854 sobre medidas cautelares en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

En agosto de 2010 la AFIP notificó a la Sociedad una determinación de deuda por \$ 6.334.286,51 en concepto de diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales al régimen nacional de seguridad social. Dicha suma está conformada por un capital \$ 2.863.919,51 e intereses devengados por \$ 3.470.367 por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

La AFIP considera que la Sociedad debería haber realizado aportes patronales utilizando una alícuota del 21%, aplicable a los empleadores cuya actividad principal sea la locación y prestación servicios, en lugar de la alícuota del 17% aplicable a las industrias, entre otros. El fisco sostiene que las normas aplicables consideran a la actividad de generación como una prestación de servicios y no como industria.

La Sociedad impugnó la determinación de deuda basándose en las Leyes de energía eléctrica (Leyes 15.336 y 24.065), y otras normas y precedentes judiciales, que definen a la actividad de generación como una actividad industrial.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 24 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Res 69/11 de la AFIP mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada y se suspende la aplicación de sanciones por ciertos períodos, hasta la eventual existencia de una sentencia penal firme.

La Sociedad interpuso un recurso de revisión contra la resolución mencionada, el cual fue rechazado por la AFIP, según fuera notificado en agosto de 2011.

La Sociedad interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la seguridad social para lo cual se requirió el previo depósito de la deuda determinada, el cual, en base a distintos precedentes judiciales, se substituyó con una póliza de seguro de caución por \$ 7.186.211,25.

En julio de 2011, la AFIP notificó a la Sociedad: (i) una nueva determinación de deuda por diferencias de aportes patronales por el período abril 2008 a abril 2009 por un monto total de \$ 1.717.313,35 (capital de \$ 1.002.396,78 más intereses por \$ 714.916,57), y (ii) la aplicación de multas por un monto total de \$ 490.686,71 por la supuesta falsa declaración para invocar un beneficio de reducción de aportes por los períodos agosto de 2001 hasta abril de 2005. Tanto la determinación de deuda como la aplicación de multas, fueron impugnadas oportunamente por la Sociedad. La AFIP rechazó las impugnaciones administrativas interpuestas contra la multa aplicada, por lo cual la Sociedad también interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la seguridad social y se presentó una póliza de caución por el monto de la misma.

El 17 de marzo de 2015 la Sala I de la Cámara Nacional de la Seguridad Social dispuso dejar sin efecto la resolución de la AFIP que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte de la AFIP de la pruebas presentadas por la Sociedad y atentar contra el legítimo derecho de defensa, disponiendo se dicte una nueva resolución previa producción de las pruebas ofrecidas por Capex. Durante el mes de febrero de 2018 la AFIP dispuso la apertura a prueba de la primera determinación de deuda y del expediente correspondiente a la multa, etapa que ya se clausuró en ambos expedientes y se presentaron los correspondientes alegatos. Cabe destacar que en el año 2014 la Secretaría de Energía de la Nación había expresado por escrito que la actividad de generación eléctrica debe considerarse como una actividad industrial, lo cual ha sido ratificado recientemente por la Subsecretaría de Coordinación Administrativa del Ministerio de Energía y Minería en una nota dirigida a la Dirección General de los Recursos de la Seguridad Social de la AFIP, en respuesta a la opinión recabada por la AFIP en relación con la presentación efectuada ante el Fisco por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), dando razones por las cuales se considera a la actividad de generación de energía eléctrica como una actividad de carácter industrial a los fines de su encuadramiento en el artículo 2° del Decreto N° 814/01. Asimismo, en el mes de diciembre de 2017 la Sala II de la Cámara Federal de la Seguridad Social en autos "Endesa Costanera S.A. c/ Administración Federal de Ingresos Públicos s/impugnación de deuda", ha definido que la actividad de generación de energía eléctrica reviste el carácter de actividad "industrial", y por ende resulta ser merecedora de la alícuota del 17% de las contribuciones de Seguridad Social prevista en el inciso b) del art. 2° del decreto 814/2001.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos fundamentos para revertir la posición de la AFIP, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2018 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 25 - VENTAS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Petróleo	679.252.586	447.470.183
Gas	113.649.848	11.525.080
Energía eléctrica ADC ⁽¹⁾	3.023.869.780	2.213.022.071
GLP	270.743.748	175.373.318
Energía eléctrica eólica	68.231.911	41.456.774
Energía eléctrica generada con hidrógeno	6.079.563	4.188.960
Oxígeno	2.455.769	1.883.495
Servicios	16.617.400	-
Otros ⁽²⁾	932.708	731.168
Total	4.181.833.313	2.895.651.049

⁽¹⁾ Incluye los ingresos generados por el gas producido por el yacimiento y consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios por \$ 1.642,8 millones y \$ 1.503,7 millones al 30 de abril 2018 y 2017, respectivamente (ver Nota 5).

⁽²⁾ Corresponde a ingresos provenientes de los programas Propano Sur y Programa Hogar por \$ 0,9 millones y \$ 0,7 millones al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente (ver Nota 1.2.d).

NOTA 26 – OTROS INGRESOS OPERATIVOS NETOS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Venta rodados	300.224	527.873
Provisiones para juicios y multas (Nota 24 y Anexo E)	(50.000)	(480.995)
Provisiones para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales (Nota 10)	-	1.049.229
Ingreso por cargos por servicios administrativos indirectos consorcios (neto)	2.651.708	-
Diversos	(2.284.182)	(149.889)
Total	617.750	946.218

NOTA 27 - RESULTADOS FINANCIEROS

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses y otros	368.155.051	187.774.600
Diferencia de cambio	866.292.866	43.333.701
Devengamiento de intereses de créditos	2.150.201	9.925.947
	1.236.598.118	241.034.248
<u>Costos financieros</u>		
Intereses y otros	(455.749.924)	(421.432.959)
Diferencia de cambio	(1.710.265.208)	(253.958.101)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928.313)	(4.063.179)
	(2.170.943.445)	(679.454.239)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 28 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS

La conciliación entre el impuesto a las ganancias imputado a resultados y el que resulta de aplicar la tasa del impuesto aplicable a cada jurisdicción sobre el resultado contable, respectivo, antes de impuestos, es la siguiente:

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
	\$	\$
Resultado antes del impuesto a las ganancias de los propietarios del Grupo	985.591.348	868.866.303
Tasa del impuesto vigente	35%	35%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	(344.956.972)	(304.103.206)
- Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(972.341)	2.051.969
- Provisión del activo diferido	-	1.966.467
- Diversos	(1.908.725)	(1.980.164)
- Cambio alícuota impuesto a las ganancias ⁽²⁾	59.582.989	-
Total impuesto cargado a resultados	(288.255.049)	(302.064.934)
- Variación entre impuesto diferido al inicio y al cierre del ejercicio cargado a resultados	40.049.866	92.473.018
- Quebranto aplicado y generado (neto)	8.081.043	-
- Cambio alícuota impuesto a las ganancias ⁽²⁾	(59.582.989)	-
Impuesto determinado del ejercicio ⁽¹⁾	(299.707.129)	(209.591.916)

(1) El impuesto determinado se ha compensado con impuesto a la ganancia mínima presunta y retenciones, quedando un impuesto a pagar de \$ 154.373.252 y \$ 58.659.786 al 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente (ver Nota 22).

(2) Ver Nota 2.14.1

NOTA 29 - RESULTADO POR ACCIÓN

La ganancia / pérdida básica por acción se calcula dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de acciones de la Sociedad entre el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, excluidas las acciones propias adquiridas por la Sociedad.

La ganancia / pérdida diluida por acción es igual a la ganancia básica por acción debido a que la Sociedad no posee acciones ordinarias potenciales dilusivas.

	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	695.702.673	563.534.686
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802.282	179.802.282
Resultado por acción básico y diluido	3,86926	3,13419
	<u>30.04.2018</u>	<u>30.04.2017</u>
Resultado integral atribuible a los accionistas de la Sociedad	2.272.416.497	1.730.074.009
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802.282	179.802.282
Resultado por acción básico y diluido	12,63842	9,62209

NOTA 30 – COMPROMISOS

- En relación con el suministro de GLP, la Sociedad cuenta con compromisos asumidos para el ejercicio 2018/2019 por la totalidad de gas butano comercial y por el 30 % del gas propano comercial que prevé producir.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – COMPROMISOS (Cont.)

- En relación con la venta de energía eólica de Hychico, de acuerdo con el contrato firmado con CAMMESA, esta última se compromete a adquirir hasta un máximo de 361.755 MWh, durante el plazo de vigencia del contrato (15 años a partir del primer día del mes siguiente a la firma – marzo/12) (ver Nota 35).
- En Nota 1 se detallan los compromisos asumidos por la Sociedad con:
 1. la provincia del Neuquén,
 2. con CAMMESA como consecuencia de la Res SEN 19-E/17.
- La Sociedad ha firmado un acuerdo con Halliburton Argentina S.A. para la prestación de servicios de fractura a riesgo, estando el precio por la prestación de los mismos sujeto a la condición de que exista producción comercial en los pozos fracturados.
- Con relación al “Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica”, la Sociedad se comprometió, una vez culminados los trabajos de mantenimiento, a mantener una disponibilidad mínima de las unidades generadoras reparadas, desde su entrada en funcionamiento y hasta la culminación del período de repago (ver Nota 1.2.b.5)
- Con relación al “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” – Res 419 E/2017, la Sociedad asumió el compromiso de un plan de inversión hasta el año 2021 (ver Nota 1.2.c).
- En Nota 20 a) se describen los principales compromisos originados por la emisión de la ON Senior Notes Clase 2.
- En relación con el contrato suscripto entre E G WIND S.A. y CAMMESA, esta última se compromete a adquirir la energía generada por una potencia máxima de 27,6 MW durante el plazo de vigencia del contrato de 20 años a contar desde la fecha de habilitación comercial y E G WIND a la construcción y operación del Parque Eólico Diadema II (ver Nota 36).
- No existen erogaciones de capital comprometidas pero no incurridas a la fecha de cierre de los estados financieros al 30 de abril de 2018.

NOTA 31 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD

La Sociedad está controlada por Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (C.A.P.S.A.) que posee el 75,2% de las acciones de la Sociedad. Asimismo, Wild S.A. es la última sociedad controlante del grupo con un 98,01% directa e indirectamente de las acciones de C.A.P.S.A.. El porcentaje restante de las acciones está en poder de accionistas que adquirieron su participación en el Mercado de Valores.

Las transacciones realizadas entre partes relacionadas se efectuaron como si fueran partes independientes y son las siguientes:

a) Transacciones realizadas con partes relacionadas

a.i) Con la sociedad controlante

Las operaciones con la sociedad controlante C.A.P.S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Venta de energía eléctrica	6.079.563	4.188.960
Gastos correspondientes a Hychico	-	(57.590)
Gastos correspondientes a C.A.P.S.A.	9.259.407	5.261.551
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(926.938)	(468.957)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 31 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

a.ii) Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Alquileres de oficinas y cocheras	(4.114.000)	(3.093.000)
Fee de garantía	(5.000)	(5.000)
Servicios prestados	2.708.886	-
Aportes irrevocables	933.569	-
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(675)	(655)
Gastos correspondientes a Interenergy	20.056	15.442

Las operaciones con EG Wind S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Aportes en EG Wind S.A.	-	(18.750)

a.iii) Con las sociedades controlantes de la controlante

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Compra participación E G WIND	6.250	-
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.	1.890	1.960

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Gastos correspondientes a Wild S.A.	(5.500)	1.690

a.iv) Con las sociedades vinculadas

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Alquileres de oficinas y cocheras	(21.600.000)	(17.040.000)

a.v) Con los consorcios

Las operaciones con Loma Negra fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Servicios dirección, operación y administración	22.736.586	-
Gastos prorrateables	5.595.430	-
Cargos por servicios administrativos indirectos	2.544.112	-
Reintegro de gastos	986.832	-
Aportes realizados	(71.723.068)	-
Distribuciones a los socios	8.012.583	-

Las operaciones con Lote IV La Yesera fueron:

	30.04.2018	30.04.2017
Servicios dirección, operación y administración	5.667.887	-
Gastos prorrateables	723.017	-
Cargos por servicios administrativos indirectos	1.163.687	-
Reintegro de gastos	68.189	-
Aportes realizados	(5.851.185)	-
Distribuciones a los socios	1.138.413	-

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 31 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

b) Saldos al cierre con partes relacionadas

	30 de abril de 2018			30 de abril de 2017			
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes	Otras deudas corrientes
En moneda nacional							
Con la sociedad controlante:							
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	701.305	-	164.063	395.986	674.603	48.534	-
Con las sociedades controladas:							
- E G WIND S.A.	-	-	-	-	-	-	56.250
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:							
- Interenergy Argentina S.A.	126.165	-	-	124.800	-	-	-
Con las sociedades controlantes de la controlante:							
- Plenium Energy S.A.	1.890	-	-	-	-	-	-
Consorcios:							
- Área Río Negro Norte	-	14.983.395	-	-	-	-	-
- Lote IV La Yesera	-	1.667.905	-	-	-	-	-
Total en moneda nacional	829.360	16.651.300	164.063	520.786	674.603	48.534	56.250
En moneda extranjera (Anexo G)							
Con la sociedad controlante:							
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	137.294	756.161	1.733.679	7.650	438.455	616	-
Consorcios:							
- Área Río Negro Norte	-	1.312.815	-	-	-	-	-
- Lote IV La Yesera	-	719.538	-	-	-	-	-
Total en moneda extranjera	137.294	2.788.514	1.733.679	7.650	438.455	616	-

c) Remuneración del personal clave de la dirección

La retribución devengada a los miembros de la alta dirección en concepto de servicios laborales prestados (salarios y otras prestaciones) devengadas en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 y 2017, asciende a \$ 80.655.388 y \$ 48.231.402, respectivamente.

NOTA 32 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA

- Con fecha 29 de marzo de 2012, Hychico firmó un contrato de préstamo con Corporación Interamericana de Inversiones de hasta US\$ 14.000.000. Como garantía de dicho préstamo, la Sociedad otorgó un aval en su carácter de fiador, liso y llano y principal pagador de todas las obligaciones asumidas por Hychico en el contrato de préstamo, en los pagarés y en los demás documentos principales. Adicionalmente, la Sociedad y SEB otorgaron en garantía una prenda con registro en primer grado de preferencia sobre el 100% de las acciones de Hychico vigentes a cada momento.

Como contraprestación por el otorgamiento de la garantía descrita, la Sociedad recibe de Hychico un canon anual calculado sobre el saldo de deuda del préstamo.

- La Sociedad, en garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas en el "Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica", cede y transfiere a favor de CAMMESA el 100% de sus créditos actuales y futuros, devengados y a devengarse a favor de Capex, por hasta un monto máximo de US\$ 20 millones a cada momento, y hasta el límite del valor de las cuotas impagas (ver Nota 1.2.b.5).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 32 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA (Cont.)

- La Sociedad, con fecha 29 de junio de 2018, otorgó ciertas garantías corporativas por un total de US\$ 18.620.694 a favor de Enercon GmbH y Enercon Argentina S.R.L., en relación con las obligaciones de pago asumidas por su sociedad controlada E G WIND S.A. ante dichas empresas, por la provisión e instalación de los equipos, como así también la puesta en marcha del Parque Eólico Diadema II (ver Nota 36).

NOTA 33 - AREAS DE EXPLORACION EN RIO NEGRO

Habiendo vencido en el mes de mayo de 2017 el Tercer Período Exploratorio y luego de haber realizado inversiones en la misma sin haber logrado descubrir hidrocarburos comercialmente explotables, con fecha 13 de junio de 2018, la Provincia de Río Negro aprobó definitivamente la reversión del Área de Loma de Kauffman.

NOTA 34 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores::

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas desarrolladas al 30 de abril de 2018, calculadas en función de las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2017 hasta el final de la concesión y corregidas por la producción del período enero a abril 2018, ascienden a:

Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.169
Petróleo	Mbbl	2.104
	Mm ³	334

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

La Sociedad posee el 37,5 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ (1)	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

La Sociedad posee el 18,75 % de dichas reservas.

NOTA 35 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS

a) Negocio de Hychico

Hychico S.A. se constituyó el 28 de septiembre de 2006, siendo su actividad principal la generación de energía eléctrica y la producción de hidrógeno y oxígeno.

Hychico decidió iniciar el desarrollo de dos proyectos que involucran, por una parte, la construcción de un parque eólico y, por la otra, la construcción de una planta para la producción de hidrógeno y oxígeno, por medio del proceso de electrólisis.

Parque Eólico Diadema

El proyecto eólico ha sido iniciado en la patagonia argentina debido a la abundancia del recurso eólico en particular y de otros recursos, como amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, mano de obra calificada e infraestructura vial, que permitirán en el mediano plazo el inicio de proyectos de gran envergadura, que involucren la generación de energías libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

La Sociedad inició en diciembre del 2006 la medición de vientos con tres torres emplazadas aproximadamente a 20 km (kilómetros) de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y una torre en la localidad de Colonia Presidente Luis Sáenz Peña, Provincia de Santa Cruz. Las torres de medición tienen 50 metros de altura, con mástiles fabricados en Argentina y aprobados por la Comisión Nacional de Comunicaciones. La instalación de las mismas ha sido aprobada por auditores internacionales y los anemómetros cuentan con certificados de calibración emitidos por laboratorios reconocidos internacionalmente.

El Parque Eólico Diadema (PED) está compuesto por 7 aerogeneradores ENERCON E-44 con una potencia nominal de 0,9 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 6,3 MW y están localizados en la zona donde se realizaron las mediciones citadas en el párrafo precedente. Cada aerogenerador está conectado a través de cables subterráneos y líneas aéreas a la Estación Transformadora Diadema, a través de una línea de transmisión de 33 KV (kilovoltios) con una longitud de 5,7 km. La inversión total en el mismo fue de aproximadamente US\$ 17 millones.

Los trabajos efectuados se han orientado a: 1- realización de diversos estudios de factibilidad de esta actividad en nuestro país y su impacto ambiental, 2- análisis del mercado eléctrico nacional, 3- contratación de un asesor internacional para el desarrollo de parques eólicos, compra, instalación y puesta en marcha del equipamiento necesario para llevar a cabo las mediciones de vientos en los lugares citados precedentemente, 4- licitación en el ámbito internacional para la adquisición, montaje y puesta en marcha de los aerogeneradores del parque eólico, 5- suscripción del contrato de compra de los aerogeneradores y del contrato de operación y mantenimiento de los mismos (Nota 16), 6- estudios eléctricos para conectar el parque eólico al Sistema Argentino de Interconexión, 7- montaje de los aerogeneradores, 8- construcción de líneas de media tensión y obras electromecánicas y 9- pruebas y puesta en marcha de los aerogeneradores e instalaciones electromecánicas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

En su análisis económico y financiero, Hychico ha considerado el retorno del parque eólico y la obtención de los certificados por reducción de gases de efecto invernadero (CERs) en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL). En ese sentido, Hychico ha confeccionado y presentado ante la OAMD (Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio) el PDD (Project Design Document) y ha obtenido la aprobación por parte de ese organismo con efecto retroactivo al mes de julio de 2012. El próximo paso es la verificación de la reducción de emisiones y posterior emisión de los certificados correspondientes, los cuales podrían ser comercializados por Hychico. Dado el actual mercado de comercialización de bonos de carbono y las negociaciones internacionales en esta materia, esperamos los compromisos que podrían asumirse en las próximas COPs (Conferencias de las partes) para poder comercializar los certificados que se acumulen hasta dicho momento.

La Sociedad fue autorizada como agente generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para su PED, mediante Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación (SE) N° 424/10. En diciembre de 2011 comenzó la operación comercial del PED. La energía generada está siendo vendida al MEM, de acuerdo con las regulaciones vigentes.

En marzo de 2012, en cumplimiento de lo instruido en la nota de la SE N° 1205/12, se firmó el contrato de abastecimiento al MEM a partir de fuentes renovables por un plazo de 15 años, en el marco de la Resolución SE N° 108/11.

Planta de Hidrógeno y Oxígeno

En diciembre de 2008 se inauguró la planta para la producción de hidrógeno y oxígeno, por medio del proceso de electrólisis, la cual posee una capacidad de producción anual de 850.000 Nm³ (normal metros cúbicos) de hidrógeno y 425.000 Nm³ de oxígeno.

La planta cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno y 60 Nm³/h de oxígeno. El hidrógeno de alta pureza (99,998 %) es mezclado con gas natural para alimentar un moto-generador de 1,4 MW, que posee un motor de combustión interna adaptado especialmente para operar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno.

Es importante destacar que la pureza del hidrógeno producido lo hace especialmente apto para su uso en celdas de combustible. Cabe señalar que las proporciones alcanzadas de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, se encuentran por encima de los rangos internacionales usuales para estos motores de alta potencia, logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El oxígeno producido, también de alta pureza (99,998%), es comercializado a alta presión en el mercado de gases industriales.

La planta de hidrógeno y oxígeno ocupa una superficie aproximada de 11.000 m², sectorizada en áreas de control, procesos y sistemas auxiliares.

En función del acuerdo de servicio de fason a largo plazo firmado con Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (CAPSA) en mayo de 2009, a partir del 1 de marzo de 2009 comenzó su etapa preoperativa, generándose energía eléctrica de manera no constante. En cuanto al oxígeno, en noviembre de 2008 la Sociedad firmó un contrato con Air Liquide Argentina S.A. para el suministro de oxígeno, el cual ha comenzado a despachar a partir de junio de 2009.

La planta de hidrógeno y oxígeno inició su actividad operativa en mayo de 2010 y por lo tanto comenzó con la depreciación de los bienes de uso y activos intangibles relacionados con el proyecto.

Con fecha 17 de noviembre de 2017 Hychico firmó un contrato con la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica por el cual obtuvo una subvención no reintegrable bajo la modalidad "Pago directo al Proveedor" de hasta aproximadamente \$ 2,2 millones, para ser aplicada a la ejecución del Proyecto "Actualización tecnológica e innovación en electrolizadores para producción de hidrógeno mediante energía eólica". En el mes de marzo de 2018 el Banco Mundial aprobó la auditoría realizada. La obra contempla un plazo para su realización de seis meses a partir del primer pago al proveedor. Posteriormente se presentaron las garantías referidas al proveedor y al beneficiario. Al cierre de los presentes estados contables Hychico se encuentra trabajando en la ejecución del proyecto y se estima que durante el mes de julio de 2018 se hará el pago del subsidio del Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación al proveedor.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

Esta primera etapa posiciona a la Sociedad como un participante destacado en la producción de hidrógeno, como vector de energía y de las energías renovables, cuya incidencia en la matriz energética de las naciones es creciente. La planta productora de hidrógeno y oxígeno le permite a la Sociedad desarrollar experiencia en operaciones y procesos con equipos de última generación, atraer socios estratégicos con experiencia tecnológica, asegurando la concreción de proyectos aún más ambiciosos que le permitan alcanzar una ventaja competitiva para la República Argentina y para Hychico, en un mercado mundial ávido de energía.

Al 30 de abril de 2018 y 2017 los bienes de uso y activos intangibles relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno se encuentran totalmente provisionados en función de las condiciones económicas actuales.

La producción de hidrógeno y oxígeno y la generación de energía eléctrica han sido despachadas y facturadas, imputándose las mismas en el Estado de Resultados bajo el rubro “Ventas” (ver Nota 25).

b) Aerogeneradores

Contrato de Operación, Mantenimiento y Asistencia Técnica

En junio de 2008 se firmó, con la firma Wobben Windpower Industria y Comercio Ltda. (Wobben), proveedora de los siete aerogeneradores instalados en el Parque Eólico, un contrato por el cual esta última se hace cargo desde la puesta en marcha de la operación, mantenimiento y asistencia técnica de los aerogeneradores por un período de seis años con dos opciones de prórroga de dos años cada una. El mismo incluye una cláusula en la cual, ante la indisponibilidad operacional de los aerogeneradores, Wobben debe compensar a Hychico por tal pérdida. En diciembre de 2011 comenzó a operar este contrato. En noviembre de 2013 se firmó una enmienda a dicho contrato, el cual fue cedido a la filial argentina Wobben Windpower Argentina S.R.L. con una garantía corporativa provista por la casa matriz con sede en Alemania.

c) Contrato de abastecimiento de oxígeno

En noviembre de 2008 la Sociedad formalizó un Contrato de Abastecimiento de Oxígeno con Air Liquide Argentina S.A. (ALASA), con una duración de 4 años a partir del 1 de junio de 2009 (fecha de la firma del acta de inicio de operación comercial de la planta), el cual dispone que ALASA será responsable del diseño, supervisión del montaje y la construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento del sistema de despacho de oxígeno e Hychico estará a cargo de la construcción del mismo, de acuerdo con el diseño, instrucciones y supervisión de ALASA.

Desde entonces se han formalizado extensiones al acuerdo comercial y operativo, estando vigente en la actualidad el correspondiente al período junio 2015- mayo 2018.

En el contrato vigente se fijan tres precios diferenciales para el oxígeno en función de la metodología de envasado que utiliza ALASA: i) oxígeno de envasado industrial, ii) oxígeno envasado tipo LASAL, y iii) oxígeno envasado en la modalidad de alta pureza; asimismo se prevé un volumen de oxígeno a suministrar en forma mensual, con una cláusula de “Take or Pay” (Tome o Pague) a cargo de ALASA.

Con fecha 31 de mayo de 2018 se realizó la extensión del acuerdo comercial con ALASA por un período de 3 años.

d) Contrato de abastecimiento del mercado mayorista eléctrico a partir de fuentes renovables

La energía generada en el PED, desde su puesta en marcha en diciembre de 2011 hasta marzo 2012, ha sido vendida al MEM, de acuerdo con las regulaciones vigentes, a precio spot.

En marzo del 2012 la SEN instruyó mediante Nota N° 1205/2012 la firma del Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y Hychico, en el marco de la Res SEN 108/11, para la comercialización de la energía generada por el PED.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

La potencia contratada es de 6,3 MW y CAMMESA se compromete a adquirir hasta un máximo de 361.755 MWh, durante la vigencia del contrato. Los excedentes de energía en cada hora por encima de la potencia contratada serán comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con agentes del MEM y no serán contabilizados a los efectos del cálculo de la energía contratada.

El precio de la energía suministrada se fija en U\$/MWh 115,896, constante durante la vigencia del contrato y se remunera la energía efectivamente entregada a la red hasta un valor máximo igual a la cantidad de energía máxima establecida para la hora, al precio mencionado. La potencia no se remunera. Se reintegrará una fracción de los costos fijos por la operación de las máquinas comprometidas en el MEM, los cuales serán determinados en base a la información publicada en el Documento de Transacción Económica (DTE) del mes correspondiente, que emita CAMMESA.

El plazo de vigencia del contrato es de 15 años contados a partir del primer día del mes siguiente al de la fecha de la firma del mismo y será prorrogable por la SE por hasta un máximo de 18 meses, salvo que Hychico entregue la energía contratada en un plazo menor.

e) Acuerdo de servicio de fasón a largo plazo con CAPSA

En mayo de 2009 se firmó el Acuerdo de Servicio de Fasón a Largo Plazo entre Hychico y CAPSA por medio del cual ésta entrega a Hychico, sin costo, hasta un máximo de 7.000 m³/d (metros cúbicos diarios) de gas natural a 9.300 kcal/Nm³ (kilo caloría por normal metro cúbico), que, junto con un porcentaje menor de hidrógeno agregado por Hychico, es utilizado como insumo en la planta de generación de energía eléctrica a razón de 1 MW/h (megavatio por hora) por cada 270 m³ de gas natural; la energía eléctrica así generada es entregada a CAPSA en el punto de conexión eléctrica establecido en el contrato.

El plazo de vigencia es de dieciocho (18) años a contar desde la fecha de inicio del suministro. La actividad operativa se inició en mayo de 2009 (ver punto a).

Hasta el 30 de abril de 2011 el precio del servicio de fasón era de US\$/Mwh 30. A partir del 1 de mayo de 2011 el mismo ascendió a US\$/Mwh 34.

A partir de diciembre de 2014 se acordó un nuevo precio, el cual asciende a US\$/Mwh 40 y se estableció un procedimiento de ajuste mensual, pudiendo renegociarse el mismo al vencimiento de cada año calendario.

f) Estado de capital

Con fecha 15 de marzo de 2018, por acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, Hychico resolvió realizar un aumento del capital social por \$ 7.126.000 emitiendo 7.126.000 acciones nominativas no endosables de \$ 1 valor nominal cada una y un voto por acción, aceptando los aportes efectuados por Capex S.A. por \$ 3.459.647, por Servicios Buproneu S.A. por \$ 2.732.784 y por Interenergy Argentina S.A. por \$ 933.569, quedando de esta manera el capital social de Hychico en \$ 105.592.730.

A la fecha de los presentes estados financieros, dicha capitalización se encuentra pendiente de inscripción en la Inspección General de Justicia de la República Argentina.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 – PARQUE EOLICO DIADEMA II

El 19 de octubre de 2017 Capex presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II en el Programa RenovAr Ronda 2.0; el mismo sería llevado a cabo por E G WIND S.A. en su carácter de sociedad de propósito específico. Si bien la oferta fue aprobada técnicamente a través de la Resolución E-450/2017, el 1° de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía informó a través de la Resolución E-473/2017 que el Proyecto no había resultado adjudicado y se invitó al ofertante a ofertar nuevamente bajo determinadas condiciones prefijadas:

- El precio por megavatio hora para los contratos a celebrar por quienes aceptaran la invitación sería de US\$ 40,27MWh (el Proyecto del Parque Eólico Diadema II se había ofertado con un precio de US\$ 42 MWh);
- En los casos de proyectos respecto de los cuales existía una restricción en el sistema de transporte eléctrico, el oferente debía aceptar, a su exclusivo costo, la ejecución de las obras que resultaren necesarias para resolver la restricción que le informara CAMMESA. El Parque Eólico Diadema II no requiere ampliación de capacidad adicional a la que será ejecutada por el Estado Nacional.
- El Parque Eólico Diadema II quedó primero en el orden de preadjudicación elaborado por CAMMESA de acuerdo con la regulación vigente.

Capex S.A participó en la nueva convocatoria y el Proyecto resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía. Con fecha 4 de junio de 2018 E G WIND suscribió con CAMMESA el contrato de construcción, puesta en marcha y abastecimiento de energía a partir de fuentes renovables por una potencia máxima de 27,6MW y un período de abastecimiento de 20 años a un precio de US\$ 40,27 MWh, a contar desde la fecha de la habilitación comercial e incluye la obligación de E G WIND de construir el Parque Eólico Diadema II.

El Parque Eólico Diadema II se encuentra en construcción en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y estará compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,02 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,18 MW. La inversión total se estima en aproximadamente US\$ 38 millones y el plazo de construcción en 15 meses. E G WIND ha firmado los acuerdos con los principales proveedores que participan de la construcción del parque para llevar a cabo la obra civil y electromecánica.

NOTA 37 – ACUERDO / ADQUISICION DE NEGOCIOS

a) Adquisición de interés no controlante en las Áreas de Loma Negra y La Yesera

El 31 de octubre del 2017 se produjo el cierre de la transacción por medio de la cual Capex S.A. (“el comprador”) adquirió a Chevron Argentina S.R.L. (“el vendedor”) i) el 37,5% de la concesión de explotación hidrocarburífera “Loma Negra”, y (ii) el 18,75% de la concesión hidrocarburífera “La Yesera”, dos áreas de explotación de petróleo y gas ubicadas en la Provincia de Río Negro. La transacción incluye los activos asociados en dichas áreas a los porcentajes de participación mencionados. Dichas concesiones son explotadas mediante acuerdos de operación conjunta con los siguientes socios:

Consorcio Loma Negra	
Socios	Participación
Capex S.A.	37,5%
YPF S.A.	35,0%
Corporación Financiera Internacional	15,0%
Metro Holding S.A.	12,5%

Consorcio La Yesera	
Socios	Participación
Capex S.A.	18,75%
YPF S.A.	35,0%
San Jorge Energy S.A.	18,75%
Corporación Financiera Internacional	15,0%
Metro Holding S.A.	12,5%

Las áreas abarcan una superficie de aproximadamente 354,9 km²; el plazo de vigencia de la concesión del área Loma Negra vence el 24 de diciembre de 2024 y el de La Yesera el 3 de junio de 2027. Cuentan con una producción aproximada de 160 m³/día de petróleo y 250.000 m³ de gas/día.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACUERDO / ADQUISICION DE NEGOCIOS (Cont.)

El precio acordado fue de US\$ 25.200.000, que neto de ajustes establecidos en el acuerdo de compraventa, ascendió a un precio de compra total (incluido los impuestos) de US\$ 24.711.491, siendo el neto de impuestos por US\$ 24.308.665 alocado de la siguiente manera:(a) US\$ 19.389.270 (o \$ 343.190.078) a Loma Negra y (b) US\$ 4.919.395 (o \$ 87.073.292) a La Yesera.

Del precio de compra total se abonaron el 31 de octubre de 2017 US\$ 23.086.119, quedando un saldo pendiente de pago al 30 de abril de 2018 de US\$ 125.372. Asimismo se retuvo la suma de US\$ 1.500.000 cuyo pago se encuentra sujeto al otorgamiento, por parte de la Provincia de Río Negro, de la Concesión de Transporte correspondiente a Loma Negra a más tardar el 31 de octubre de 2018.

Por otro lado, las partes acordaron el pago de un monto adicional contingente de US\$ 1.000.000 que se encuentra sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones pactadas.

La Sociedad ha garantizado dichos pagos mediante la emisión de sendas cartas de crédito.

A continuación se detalla la conformación del valor de la transacción alocado a las áreas correspondientes:

	Montos en US\$			Montos en \$ equivalentes		
	Total	Loma Negra	La Yesera	Total	Loma Negra	La Yesera
Precio de compra	23.211.491	18.252.493	4.958.998	410.843.391	323.069.126	87.774.265
Precio de compra diferido	1.500.000	1.500.000	-	26.550.000	26.550.000	-
Precio de compra total	24.711.491	19.752.493	4.958.998	437.393.391	349.619.126	87.774.265

El siguiente cuadro resume la contraprestación, los valores razonables de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de la adquisición, los cuales fueron incorporados en los estados financieros de Capex a partir de la toma del control:

	Total	Loma Negra	La Yesera
	\$	\$	\$
Efectivo y equivalente de efectivo	4.474.535	3.994.379	480.156
Créditos por venta	3.141.155	3.141.155	-
Otros créditos / deudas netas	(32.940)	(87.656)	54.716
Inventarios	16.069.285	11.615.287	4.453.998
Repuestos y materiales	1.567.369	1.518.739	48.630
Propiedad Planta y equipos (incluye Propiedad Minera)	419.889.885	338.142.300	81.747.585
Cuentas por pagar comerciales	(16.336.713)	(15.295.374)	(1.041.339)
Cargas fiscales	1.490.794	161.248	1.329.546
Total activos netos identificables	430.263.370	343.190.078	87.073.292
Impuestos	7.130.021	6.429.048	700.973
Precio de compra total	437.393.391	349.619.126	87.774.265

Los costos relativos a la transacción que incluyeron principalmente honorarios profesionales e impuestos a los sellos, ascienden a \$ 4.186.692 y se expusieron en el rubro Gastos de administración.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACUERDO / ADQUISICION DE NEGOCIOS (Cont.)

Los valores razonables correspondientes a los activos y pasivos de los negocios adquiridos surgen de evaluaciones efectuadas por la Dirección. De acuerdo con el método de adquisición, el precio de compra fue alocado a los activos y pasivos adquiridos basados en los valores razonables a la fecha de adquisición. Los valores razonables fueron determinados principalmente en función de los valores de reposición y considerando la vida útil restante de los activos a la fecha de adquisición, y en el caso de Propiedad Minera se estimó el valor razonable considerando los valores presentes a la fecha de adquisición de los flujos de fondos esperados en función de las reservas de las áreas adquiridas.

Como consecuencia de la valuación de la participación de los negocios adquiridos por la Sociedad a valores razonables a la fecha de adquisición, no surgieron diferencias con el precio total.

Adicionalmente, el 7 de noviembre de 2017, por unanimidad, los socios que conforman los consorcios Loma Negra y La Yesera eligieron a Capex como operador de las áreas, con efecto a partir del 1 de diciembre de 2017.

b) Acuerdo de Compraventa para la adquisición de la participación de ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. en la Concesión Hidrocarburífera “Pampa del Castillo - La Guitarra”

Con fecha 3 de octubre de 2017 la Sociedad acordó con Enap Sipetrol Argentina S.A (“Enap Sipetrol”) los términos y condiciones para la adquisición del 88% de la Concesión de Explotación “Pampa del Castillo - La Guitarra” ubicada en la Provincia de Chubut, por un precio de US\$ 33.000.000.

El 13 de abril de 2018, la Sociedad ha acordado con Petrominera Chubut S.E (“Petrominera”) los términos y condiciones para la adquisición del siete por ciento (7%) de participación en la Concesión de Explotación Hidrocarburífera “Pampa del Castillo – La Guitarra” (la “Concesión”). El precio de compra acordado asciende a la suma de US\$ 6.270.000.

La efectiva adquisición de la participación de Enap Sipetrol y Petrominera y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, está sujeta a la ocurrencia de ciertas condiciones precedentes, que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros se encuentran pendientes de cumplimiento. Capex ha depositado US\$ 9.900.000 en una cuenta Escrow como garantía de pago de la oferta efectuada a Enap Sipetrol Argentina S.A.

NOTA 38 – PARTICIPACION EN CONSORCIOS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA

Tal como se menciona en Nota 37.a), la Sociedad integra los consorcios de Loma Negra y La Yesera. Al 30 de abril de 2018, se ha utilizado la información de gestión y reportes contables de los negocios conjuntos a dichas fechas:

Consortio	Participación	Activo	Pasivo	Cuenta Aporte	Resultados ⁽¹⁾
Loma Negra	37,50%	326.310.035	208.151.923	143.843.380	(81.078.057)
La Yesera	18,75%	497.259.973	781.926.892	21.833.345	(41.843.890)

(1) Corresponde a los resultados devengados desde el 1 de noviembre de 2017 al 30 de abril de 2018, y no se incluyen ventas en los negocios conjuntos debido a que la producción es asignada directamente a cada uno de los socios.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 – HECHOS POSTERIORES

a) Aportes en E G WIND

Capex integró el importe pendiente del aumento de capital en E G WIND por la suma de \$ 18.299.000 en el mes de mayo de 2018.

Con fecha 24 de mayo de 2018, mediante Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobó un nuevo aumento del capital social por un monto de \$ 29.160.000, de los cuales Capex suscribió el 95% e Hychico el 5%. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros ambas sociedades han integrado los montos comprometidos.

b) Contrato de mutuo oneroso entre Capex y E G WIND

Con fecha 24 de mayo de 2018 se firmó un contrato de mutuo oneroso entre Capex y E G WIND para el desarrollo del Parque Eólico Diadema II. Las características del contrato son:

Monto: La suma máxima total del contrato es de US\$ 15.000.000, los cuales serán desembolsados en tramos y a requerimiento de E G WIND. A la fecha de los presentes estados financieros Capex realizó dos desembolsos, con fecha 24 de mayo y 14 de junio de 2018 de US\$ 725.000 y US\$ 750.000, respectivamente.

Interés: devenga una tasa de interés nominal anual fija del 8,10%. Los intereses se abonan trimestralmente a partir del primer desembolso.

Amortización: 23 cuotas trimestrales y consecutivas, venciendo la primera cuota el 25 de noviembre de 2019.

c) Aumento de capital en Hychico

Con fecha 24 de mayo de 2018, por acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, Hychico resolvió realizar un aumento del capital social por \$ 1.458.000 emitiendo 1.458.000 acciones nominativas no endosables de \$ 1 valor nominal cada una y un voto por acción, aceptando los aportes efectuados por Capex S.A. por \$ 707.853, por Servicios Buproneu S.A. por \$ 559.135 y por Interenergy Argentina S.A. por \$ 191.012, quedando de esta manera el capital social de Hychico en \$ 107.050.730.

d) Devaluación del peso respecto del dólar estadounidense

Desde el 30 de abril de 2018 y hasta la fecha de presentación de los presentes estados financieros, el valor del peso respecto del dólar estadounidense experimentó una devaluación del 37% aproximadamente.

El Grupo estima que la devaluación del peso respecto del dólar estadounidense tendrá efectos positivos y negativos en los resultados y el patrimonio debido a que: i) los ingresos del Grupo se encuentran en su mayoría nominados en dólares estadounidenses; ii) la política de valuación a valores corrientes de ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo requiere la actualización de los valores residuales, cuyos componentes principales se encuentran dolarizados; y iii) el efecto de la devaluación sobre la deuda neta. Cabe destacar que el 95% de la deuda financiera del Grupo vence en noviembre de 2024, por ello esta situación no tendrá un efecto financiero significativo en el corto plazo.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



ANEXO A

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Propiedad, planta y equipo

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	Valores de origen							Depreciaciones				Neto resultante al 30.04.2017	
	Al inicio del ejercicio	Altas	Obras en curso finalizadas	Bajas / Provisiones	Revalúo	Al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Bajas	Revalúo	Acumuladas al cierre del ejercicio		Neto resultante al 30.04.2018
Actividades de exploración de petróleo y gas:													
- Permisos de exploración adquiridos (incluye polizas de caución) Loma de Kaufman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Bienes para la producción de petróleo y gas en: Lato Pellegrini Loma de Kaufman Pozos de petróleo y gas (1) Obras en curso (1) Cerro Chato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros estudios Loma de Kaufman Sísmica Geocaracterización y otros estudios Geomagnetografía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actividades de explotación de petróleo y gas:													
- Area adquirida y otros estudios													
Agua del Cajón – Derechos de explotación Rio Negro Norte (2) La Yesera (2)	258.514.498	210.531.961 63.099.613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros estudios Agua del Cajón - Exploración Agua del Cajón - Sísmica	8.106.139 12.172.940	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Bienes destinados a la extracción de petróleo Agua del Cajón Pozos de petróleo y gas Obras en curso Bienes asociados a la producción Rodados Gasoducto de abastecimiento	2.659.299.784 181.248.120 187.356.589 7.526.043 33.864.764	67.804.440 857.891.045 2.576.223	616.655.807 (639.237.849) 22.582.042	(426.384)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas en Loma Negra v La Yesera Rio Negro (2) Pozos de petróleo y gas Bienes asociados a la producción Transporte	3.348.088.877	1.346.560.037	-	(426.384)	-	4.694.222.530	1.451.304.334	266.732.499	(313.507)	-	1.717.723.326	2.976.499.204	1.896.784.543

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tª 1 Fª 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



ANEXO A

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Propiedad, planta y equipo (Cont.)

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	Valores de origen					Depreciaciones				Neto resultante al 30.04.2018	Neto resultante al 30.04.2017		
	Al inicio del ejercicio	Altas	Obras en curso finalizadas	Bajas / Provisiones	Revalúo	Al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Bajas			Revalúo	Acumuladas al cierre del ejercicio
Transporte	3.348.088.877	1.346.560.037	-	(426.384)	-	4.694.222.530	1.451.304.334	266.732.499	(313.507)	-	1.717.723.326	2.976.499.204	1.896.784.543
Otros activos tangibles:													
Administración central y administración planta													
Edificios y Terrenos Neuquén	270.174.896	-	-	-	114.678.852	384.853.748	7.381.072	290.102	-	4.996.127	12.667.301	372.186.447	262.793.824
Muebles y útiles	1.776.563	-	-	-	-	1.776.563	1.776.563	-	-	-	1.776.563	0	4.988.068
Bienes de administración	16.908.570	10.631.108	-	-	-	27.539.678	11.920.502	3.312.185	-	-	15.232.687	12.306.991	-
Central térmica Agua del Cajón													
CT ADC (3)	11.542.749.046	-	76.316.130	-	3.922.849.953	15.541.915.129	7.175.523.792	396.135.354	-	2.550.467.546	10.122.126.692	5.419.788.437	4.367.225.254
Obras en curso	18.761.745	111.097.832	(76.316.130)	-	-	53.543.447	-	-	-	-	-	53.543.447	18.761.745
Cuenta excedente a la capacidad de transporte													
Cuarta línea	15.523.142	-	-	-	-	15.523.142	15.523.142	-	-	-	15.523.142	-	-
Banco de capacitores	6.558.338	-	-	-	-	6.558.338	6.558.338	-	-	-	6.558.338	-	-
Planta de GLP – Agua del Cajón													
Instalaciones	54.881	-	-	-	-	54.881	54.881	-	-	-	54.881	-	-
Equipos de computación	11.252	-	-	-	-	11.252	11.252	-	-	-	11.252	-	-
Muebles y útiles	4.579	-	-	-	-	4.579	4.579	-	-	-	4.579	-	-
Planta GLP (3)	673.608.150	-	-	-	28.321.898	701.930.048	512.071.978	14.664.989	-	-	526.736.967	175.193.081	161.536.172
Parque Eólico Diadema (PED)													
PED (3)	182.388.241	976.853	-	(3.297.927)	123.286.829	303.333.996	45.337.651	10.949.519	-	38.887.908	95.175.078	208.158.918	137.050.590
Parque Eólico Diadema (PED II)													
PED II	-	121.033.825	-	-	-	121.033.825	-	-	-	-	-	121.033.825	-
Planta de Hidrógeno y Oxígeno													
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	34.991.027	1.482.415	-	-	-	36.473.442	10.176.916	1.454.599	-	-	11.631.515	24.841.927	24.814.111
Provisión Planta de Hidrógeno y Oxígeno	(24.814.111)	-	-	(27.816)	-	(24.814.927)	-	-	-	-	-	(24.814.927)	(24.814.111)
Total al 30 de abril de 2018	16.086.785.196	1.591.782.070	-	(3.752.127)	4.189.117.532	21.863.932.671	9.237.645.000	693.539.247	(313.507)	2.594.351.581	12.525.222.321	9.338.710.350	-
Total al 30 de abril de 2017	6.923.571.184	987.436.933	-	(2.221.630)	8.177.998.709	16.086.785.196	2.370.021.358	483.395.832	(167.483)	6.384.395.293	9.237.645.000	-	6.849.140.196

(1) Los saldos del área Loma de Kauffman se encuentran provisionados al 30 de abril de 2017 por \$ 76.710.629 (ver Nota 33)

(2) Ver Nota 37

(3) Ver Nota 6

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tª 1 Fª 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



ANEXO C

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

INVERSIONES

Títulos emitidos en serie y participaciones en otras sociedades

Denominación y características de los valores	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor patrimonial proporcional 30.04.2018	Valor registrado al 30.04.2018	Valor registrado al 30.04.2017	Información sobre el emisor						% de participación sobre el capital social
							Ultimo estado contable						
		\$		\$	\$	\$	Estados contables	Capital social	Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados no asignados	Patrimonio neto	
Activo corriente													
En moneda extranjera (Anexo G)													
Inversiones financieras a valor razonable													
BONAR 2020			6.104.592	-	137.359.320	108.722.784	-	-	-	-	-	-	-
LETES 2018			24.578.732	-	495.100.453	374.175.890	-	-	-	-	-	-	-
Total Inversiones financieras a valor razonable				-	632.459.773	482.898.674	-	-	-	-	-	-	-

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tª 1 Fª 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

ANEXO D

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

OTRAS INVERSIONES

Cuenta principal y características	Valor registrado al 30.04.2018	Valor registrado al 30.04.2017
	\$	\$
Otras inversiones corrientes		
Efectivo y equivalente de efectivo		
En moneda nacional		
Inversiones financieras a valor razonable		
Fondos comunes de inversión	1.772.841.985	324.024.850
En moneda extranjera (Anexo G)		
Inversiones financieras a costo amortizado		
Cuenta Remunerada	347.277.352	-
Plazos fijos	217.314.587	623.595.492
Cauciones	-	8.295.307
Inversiones financieras a valor razonable		
Fondos comunes de inversión	1.637.147.479	-
Total otras inversiones	3.974.581.403	955.915.649

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

ANEXO E

Por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016 y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

PROVISIONES

Rubros	Saldo al inicio del ejercicio	(Recuperos) / Aumentos	Saldo al cierre del ejercicio
	\$	\$	\$
DEDUCIDAS DEL ACTIVO			
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>			
Propiedad, planta y equipo			
En moneda nacional			
Para desvalorización de Propiedad, planta y equipo	24.814.111	(1) 27.816	24.841.927
Cuentas por cobrar comerciales			
En moneda nacional			
Provisión por deudores incobrables	2.627.115	-	2.627.115
Total deducidas del activo	27.441.226	27.816	27.469.042
INCLUIDAS EN EL PASIVO			
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>			
Provisiones			
En moneda nacional			
Para juicios y multas	2.730.347	(2) (250.000)	2.480.347
Total incluidas en el pasivo	2.730.347	(250.000)	2.480.347
Total provisiones	30.171.573	(222.184)	29.949.389

(1) Imputado Otros resultados financieros.

(2) Al 30 de abril de 2018 se abonaron sentencias por \$ 300.000. Los \$ 50.000 restantes están imputados en otros ingresos operativos netos (ver Nota 26).

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

ANEXO F

Por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016 y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

COSTO DE VENTAS

	30.04.2018	30.04.2017
	\$	
Existencia de inventarios y repuestos y materiales al inicio del ejercicio ⁽¹⁾	125.545.681	114.329.878
Mas:		
- Ingresos a almacenes	302.779.921	279.819.151
- Costos de producción (Anexo H)	1.368.408.648	954.460.743
Menos:		
- Consumos	(232.182.616)	(270.162.601)
Existencia de inventarios y repuestos y materiales al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	(179.411.758)	(125.545.681)
Costo de ventas	1.385.139.876	952.901.490

⁽¹⁾ Se incluyen inventarios y repuestos y materiales netos de anticipos a proveedores.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

ANEXO G

Al 30 de abril de 2018 y 2017

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Rubros	30.04.2018				30.04.2017			
	Clase	Monto	Cambio vigente	Monto en \$	Clase	Monto	Cambio vigente	Monto en \$
ACTIVO								
ACTIVO NO CORRIENTE								
Repuestos y materiales								
Anticipos varios	US\$	768.272	20,440	15.703.477	US\$	601.235	15,30	9.198.894
Otras cuentas por cobrar								
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	624.634	20,440	12.767.520	US\$	1.265.560	15,30	19.363.070
Total del activo no corriente				28.470.997				28.561.964
ACTIVO CORRIENTE								
Repuestos y materiales								
Anticipos varios	US\$	192.068	20,440	3.925.869	US\$	150.309	15,30	2.299.724
Otras cuentas por cobrar								
Anticipos varios	US\$	369.334	20,440	7.549.179	US\$	367.986	15,30	5.630.174
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550	US\$	6.717	20,440	137.294	US\$	500	15,30	7.650
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	815.549	20,440	16.669.825	US\$	854.454	15,30	13.073.143
Cuentas por cobrar comerciales								
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550	US\$	136.424	20,440	2.788.514	US\$	28.657	15,30	438.455
Por venta de energía	US\$	32.495.184	20,440	664.201.568	US\$	-	-	-
Por venta de petróleo y otros	US\$	5.206.184	20,440	106.415.410	US\$	2.814.467	15,30	43.061.351
Inversiones financieras								
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	30.941.965	20,440	632.453.773	US\$	31.562.005	15,30	482.898.674
Efectivo y equivalente de efectivo								
Caja	US\$	220.613	20,440	4.509.325	US\$	5.204	15,30	79.619
Caja	€	3.986	24,720	98.535	€	3.001	16,6617	49.999
Bancos	US\$	756.494	20,440	15.462.729	US\$	12.985	15,30	198.673
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	79.787.931	20,440	1.637.147.479	US\$	-	-	-
Inversiones financieras a costo amortizado	US\$	27.621.915	20,440	564.591.939	US\$	41.300.052	15,30	631.890.799
Total del activo corriente				3.655.951.439				1.179.628.261
Total del activo				3.684.422.436				1.208.190.225
PASIVO								
PASIVO NO CORRIENTE								
Cuentas por pagar comerciales								
Provisiones varias	US\$	230.461	20,540	4.733.678	US\$	324.516	15,40	4.997.551
Deudas financieras								
Bancarias	US\$	2.400.000	20,540	49.296.000	US\$	5.600.000	15,40	86.240.000
Obligaciones Negociables	US\$	300.000.000	20,540	6.162.000.000	US\$	-	-	-
Total del pasivo no corriente				6.216.029.678				91.237.551
PASIVO CORRIENTE								
Cuentas por pagar comerciales								
Proveedores	US\$	15.795.153	20,540	324.432.433	US\$	10.883.388	15,40	167.604.170
Proveedores	€	1.317	24,892	32.791	€	37.034	16,809	622.511
Proveedores Soc. Art. 33 – Ley 19.550	US\$	84.405	20,540	1.733.679	US\$	40	15,40	616
Provisiones varias	US\$	4.933.163	20,540	101.327.175	US\$	1.158.007	15,40	17.833.312
Deudas financieras								
Bancarias	US\$	809.333	20,540	16.623.707	US\$	1.428.714	15,40	22.002.190
Obligaciones Negociables	US\$	9.510.417	20,540	195.343.958	US\$	202.849.462	15,40	3.123.881.722
Total del pasivo corriente				639.493.743				3.331.944.521
Total del pasivo				6.855.523.421				3.423.182.072

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



ANEXO H

INFORMACION REQUERIDA POR EL ART. 64, INC. B) DE LA LEY N° 19550

por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2017 y 2016, y finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	30.04.2018				30.04.2017			
	Costos de producción	Gastos de comercialización	Gastos de administración	Total	Costos de producción	Gastos de comercialización	Gastos de administración	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Honorarios y otras retribuciones	26.499.790	-	17.485.084	43.984.874	12.849.737	-	11.199.274	24.049.011
Sueldos y cargas sociales	328.466.034	-	130.769.966	459.236.000	251.573.857	-	88.549.992	340.123.849
Materiales, repuestos y otros	62.772.052	-	24.229	62.796.281	39.125.922	-	26.828	39.152.750
Operación, mantenimiento y reparaciones	159.050.920	-	25.044.924	184.095.844	102.397.644	-	15.925.254	118.322.898
Combustibles, lubricantes y fluidos	21.893.597	-	-	21.893.597	7.017.125	-	-	7.017.125
Transporte, fletes y estudios	15.285.458	-	1.815.100	17.100.558	12.464.614	-	1.747.561	14.212.175
Depreciación propiedad, planta y equipo	689.936.960	-	3.602.287	693.539.247	481.857.983	-	1.537.849	483.395.832
Gastos de oficina, movilidad y representación	4.861.483	-	4.737.633	9.599.116	4.207.258	-	2.255.510	6.462.768
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	41.850.798	-	33.675.597	75.526.395	34.274.941	-	26.400.907	60.675.848
Adquisición energía a CAMMESA	50.942	-	-	50.942	118.422	-	-	118.422
Gastos de transporte de gas	17.740.614	-	-	17.740.614	8.573.240	-	-	8.573.240
Regalías	-	401.039.200	-	401.039.200	-	327.592.656	-	327.592.656
Gastos de transporte y despachos de energía	-	67.376.555	-	67.376.555	-	24.464.772	-	24.464.772
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	137.399.142	-	137.399.142	-	95.875.479	-	95.875.479
Comisiones y otros	-	3.408.617	-	3.408.617	-	3.785.825	-	3.785.825
Gastos bancarios	-	-	50.968.362	50.968.362	-	-	34.993.429	34.993.429
Total	1.368.408.648	609.223.514	268.123.182	2.245.755.344	954.460.743	451.718.732	182.636.604	1.588.816.079

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE

CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2018

a) **Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018 (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)**

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas

Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fasón de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

⁽¹⁾Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa "Gas Plus", Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m³ vendidos, pasando de 75.872 m³ al 30 de abril de 2017 a 98.003 m³ al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautaada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,
- las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el período aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por US\$ 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Estados de situación financiera consolidados

Cifras en \$miles

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Propiedad, planta y equipo	9.338.710	6.849.140	2.489.570	36,3%
Participación en sociedades	-	75	(75)	-100,0%
Inversiones financieras a valor razonable	632.454	482.899	149.555	31,0%
Repuestos y materiales	194.711	132.211	62.500	47,3%
Activo neto por impuesto diferido	11.377	22.088	(10.711)	-48,5%
Otras cuentas por cobrar	129.243	118.192	11.051	9,4%
Cuentas por cobrar comerciales	825.832	653.803	172.029	26,3%
Inventarios	4.330	4.834	(504)	-10,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.009.886	967.539	3.042.347	314,4%
Total del activo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.775.765	3.516.883	2.258.882	64,2%
Participación no controlada	39.165	24.560	11.697	47,6%
Total del patrimonio	5.814.930	3.541.443	2.270.579	64,1%
Cuentas por pagar comerciales	827.276	388.016	439.260	113,2%
Deudas financieras	6.485.304	3.413.423	3.071.881	90,0%
Pasivo por impuesto diferido	1.623.441	1.625.919	(2.478)	-0,2%
Cargas fiscales	231.812	141.250	90.562	64,1%
Provisiones y otros cargos	2.480	2.730	(250)	-9,2%
Remuneraciones y cargas sociales	97.265	71.320	25.945	36,4%
Otras deudas	64.035	46.680	17.355	37,2%
Total del pasivo	9.331.613	5.689.338	3.642.275	64,0%
Total del patrimonio y pasivo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%

Al 30 de abril de 2018 el activo aumentó en \$miles 5.915.762, lo que representa un incremento del 64,1 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: incremento por \$miles 2.489.570, por el efecto de los revalúos técnicos de ciertos activos registrados durante el ejercicio al 30 de abril de 2018, las inversiones realizadas, la adquisición de activos en las nuevas áreas y los anticipos para la construcción del PED II, todo ello neto de las depreciaciones del ejercicio.
- (ii) Inversiones financieras a valor razonable: aumento por \$miles 149.555, dado los mayores excedentes de caja producto del incremento en las remuneraciones de gas y energía.
- (iii) Repuestos y materiales: aumento por \$miles 62.500, debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC y la incorporación de los stocks de los consorcios.
- (iv) Activo neto por impuesto diferido: disminución por \$miles 10.711 por utilización de los quebrantos impositivos de Hychico.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$miles 11.051, principalmente por el aumento de los seguros, de la posición de IVA crédito de Hychico, el aumento del saldo de anticipos a proveedores y del crédito por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes, todo ello compensado con la disminución del crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta y las cobranzas de los créditos FONINMEM (de Hychico).
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$miles 172.029, debido a: i) el incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, vigente a partir de febrero de 2017, sobre el esquema de remuneración de la generación de energía y ii) para los créditos nominados en dólares estadounidenses, el incremento de la cotización. Dichos aumentos fueron compensados por la utilización del crédito "Remuneración Adicional Fideicomiso" aplicado a la cancelación del pasivo financiero otorgado por CAMMESA para el mantenimiento de la CT ADC.
- (vii) Efectivo y equivalentes de efectivo: incremento por \$miles 3.042.347 debido principalmente a los mayores ingresos dado los incrementos en las ventas producto del incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones neto de la cancelación de la Obligación Negociable de U\$S 200 millones y el incremento de las inversiones financieras en moneda extranjera dada la variación de la cotización del dólar estadounidense, compensado con el pago por la adquisición de las participaciones en las áreas de la Provincia de Río Negro, las inversiones realizadas y los anticipos para la construcción del PED II.

Al 30 de abril de 2018 el pasivo aumentó en \$miles 3.642.275, lo que representa un incremento del 64,0 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$miles 439.260, principalmente por las mayores importaciones de materiales realizadas, el efecto de la cotización del dólar estadounidense en los proveedores en moneda extranjera, los mayores pasivos comerciales producto de la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera y el saldo pendiente de cancelación por la adquisición de dichas participaciones.
- (ii) Deudas financieras: aumento por \$miles 3.071.881, generado principalmente por: (i) el aumento de los pasivos financieros producto de la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones y (ii) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, lo que tuvo como consecuencia un incremento de los intereses devengados y la mayor valuación de los pasivos en moneda extranjera. Todo ello compensado con la precancelación de las Obligaciones Negociables Clase I por U\$S 200 millones, con fechas 15 de mayo y 12 de junio de 2017, la menor tasa de interés pactada en la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 por U\$S 300 millones y la cancelación parcial del financiamiento otorgado por CAMMESA para la realización de los mantenimientos de la CT ADC.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$miles 2.478 como consecuencia principalmente del efecto de la reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias, introducida por la Reforma Tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017 compensado con el efecto impositivo de la actualización de los revalúos técnicos registrados al 30 de abril de 2018.
- (iv) Cargas fiscales: incremento por \$miles 90.562, como consecuencia principalmente del incremento del impuesto a las ganancias a pagar.
- (v) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$miles 25.945, como consecuencia del otorgamiento de incrementos salariales.
- (vi) Otras deudas: incremento por \$miles 17.355, como consecuencia, principalmente, de las mayores regalías devengadas, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense y a la mayor producción de petróleo de las áreas Agua del Cajón, Loma Negra y La Yesera.

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

Capex posee el 37,5 % de dichas reservas.

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

Capex posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Estructura patrimonial

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Activo corriente	5.622.529.897	2.220.810.825	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Activo no corriente	9.524.013.161	7.009.969.924	4.952.076.207	3.215.729.951	2.136.012.528
Total	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Pasivo corriente	1.355.002.097	3.930.921.921	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Pasivo no corriente	7.976.611.895	1.758.416.465	4.096.824.202	2.485.908.862	1.769.434.970
Total pasivo	9.331.613.992	5.689.338.386	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Patrimonio controlante	5.775.764.486	3.516.882.094	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Patrimonio no controlante	39.164.580	24.560.269	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio total	5.814.929.066	3.541.442.363	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702
Total Patrimonio y pasivo	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

c) Estructura de resultados

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Resultado operativo	1.919.964.491	1.309.340.441	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros	1.236.598.118	241.034.248	400.256.348	127.500.389	151.905.289
Costos financieros	(2.170.943.445)	(679.454.239)	(1.561.354.345)	(474.939.782)	(827.207.316)
Otros resultados financieros	(27.816)	(2.054.147)	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591.348	868.866.303	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(288.255.049)	(302.064.934)	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del ejercicio	697.336.299	566.801.369	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Otros resultados integrales	1.575.080.198	1.165.842.220	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del ejercicio	2.272.416.497	1.732.643.589	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(b)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

d) **Estructura del flujo de efectivo**

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	\$ (a)				
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	2.767.313.565	2.030.175.562	824.398.528	639.643.281	385.781.974
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(1.451.255.781)	(891.058.996)	(637.042.352)	(207.689.724)	(182.910.977)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	1.131.184.798	(454.521.140)	(184.972.959)	(147.587.212)	(208.610.019)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2.447.242.582	684.595.426	2.383.217	284.366.345	(5.739.022)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

e) **Datos estadísticos**

(Información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción en bbl	385.528	298.093	262.554	224.064	256.290
Ventas en el mercado local bbl	616.420	477.218	467.932	426.406	445.887
Producción en m3	61.294	47.393	41.743	35.623	40.747
Ventas en el mercado local m3 ^{(1) (4)}	98.003	75.872	74.395	67.793	70.891
GAS (Miles m³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	557.353	566.840	558.002	553.307	547.820
Redireccionado por CAMMESA –Res SEN 95/13 / Compra	574.893	527.689	455.302	419.390	293.754
Ventas en el mercado local	32.814	4.186	61.632	28.837	29.598
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	4.326	4.344	3.672	3.636	3.066
Compra	-	-	-	-	31
Ventas	4.192	4.164	3.381	3.403	2.839
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
Ventas	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	9,6	9,9	9,3	8,0	7,5
Ventas	8,4	7,3	8,3	6,7	5,2

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

PROPANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	21.460	21.174	18.873	22.015	21.718
Ventas en el mercado local	21.396	21.092	16.533	22.046	21.694
Ventas en el mercado exterior	-	-	2.378	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	14.190	14.042	13.882	15.114	16.285
Ventas en el mercado local	14.135	14.061	13.757	15.173	16.253
GASOLINA (m³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	28.102	27.830	28.022	27.644	26.729
OXIGENO (Nm³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	49.894	41.418	46.079	37.747	65.917
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	127.113	112.379	114.037	127.433	128.650

⁽¹⁾ Incluye 28.092 m³, 27.855 m³, 28.010 m³, 27.615 m³ y 26.749 m³ de gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2018 corresponde 88.238 miles de m³ del área Agua del Cajón y 9.765 miles de m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera.

f) Índices

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			(a)		
Liquidez (1)	4,15	0,56	2,30	1,51	0,77
Solvencia (2)	0,62	0,62	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,63	0,76	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad (4)	0,49	0,65	0,56	1,17	(0,60)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(1)	Activo corriente	Pasivo corriente
(2)	Patrimonio	Pasivo Total
(3)	Activo no corriente	Total del Activo
(4)	Resultado integral del ejercicio	Patrimonio promedio

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el próximo ejercicio económico Capex prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo “convencional” que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

Capex continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. Capex se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar “side track” a alguno de los pozos existentes inactivos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

Energía

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento Capex se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

Renovables

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Financieras

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 – F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE

CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2018

a) **Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018 (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)**

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas

Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fasón de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

⁽¹⁾Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa "Gas Plus", Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m3 vendidos, pasando de 75.872 m3 al 30 de abril de 2017 a 98.003 m3 al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,
- las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el período aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por US\$ 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Estados de situación financiera consolidados

Cifras en \$miles

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Propiedad, planta y equipo	9.338.710	6.849.140	2.489.570	36,3%
Participación en sociedades	-	75	(75)	-100,0%
Inversiones financieras a valor razonable	632.454	482.899	149.555	31,0%
Repuestos y materiales	194.711	132.211	62.500	47,3%
Activo neto por impuesto diferido	11.377	22.088	(10.711)	-48,5%
Otras cuentas por cobrar	129.243	118.192	11.051	9,4%
Cuentas por cobrar comerciales	825.832	653.803	172.029	26,3%
Inventarios	4.330	4.834	(504)	-10,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.009.886	967.539	3.042.347	314,4%
Total del activo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.775.765	3.516.883	2.258.882	64,2%
Participación no controlada	39.165	24.560	11.697	47,6%
Total del patrimonio	5.814.930	3.541.443	2.270.579	64,1%
Cuentas por pagar comerciales	827.276	388.016	439.260	113,2%
Deudas financieras	6.485.304	3.413.423	3.071.881	90,0%
Pasivo por impuesto diferido	1.623.441	1.625.919	(2.478)	-0,2%
Cargas fiscales	231.812	141.250	90.562	64,1%
Provisiones y otros cargos	2.480	2.730	(250)	-9,2%
Remuneraciones y cargas sociales	97.265	71.320	25.945	36,4%
Otras deudas	64.035	46.680	17.355	37,2%
Total del pasivo	9.331.613	5.689.338	3.642.275	64,0%
Total del patrimonio y pasivo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%

Al 30 de abril de 2018 el activo aumentó en \$miles 5.915.762, lo que representa un incremento del 64,1 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: incremento por \$miles 2.489.570, por el efecto de los revalúos técnicos de ciertos activos registrados durante el ejercicio al 30 de abril de 2018, las inversiones realizadas, la adquisición de activos en las nuevas áreas y los anticipos para la construcción del PED II, todo ello neto de las depreciaciones del ejercicio.
- (ii) Inversiones financieras a valor razonable: aumento por \$miles 149.555, dado los mayores excedentes de caja producto del incremento en las remuneraciones de gas y energía.
- (iii) Repuestos y materiales: aumento por \$miles 62.500, debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC y la incorporación de los stocks de los consorcios.
- (iv) Activo neto por impuesto diferido: disminución por \$miles 10.711 por utilización de los quebrantos impositivos de Hychico.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$miles 11.051, principalmente por el aumento de los seguros, de la posición de IVA crédito de Hychico, el aumento del saldo de anticipos a proveedores y del crédito por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes, todo ello compensado con la disminución del crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta y las cobranzas de los créditos FONINMEM (de Hychico).
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$miles 172.029, debido a: i) el incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, vigente a partir de febrero de 2017, sobre el esquema de remuneración de la generación de energía y ii) para los créditos nominados en dólares estadounidenses, el incremento de la cotización. Dichos aumentos fueron compensados por la utilización del crédito "Remuneración Adicional Fideicomiso" aplicado a la cancelación del pasivo financiero otorgado por CAMMESA para el mantenimiento de la CT ADC.
- (vii) Efectivo y equivalentes de efectivo: incremento por \$miles 3.042.347 debido principalmente a los mayores ingresos dado los incrementos en las ventas producto del incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones neto de la cancelación de la Obligación Negociable de U\$S 200 millones y el incremento de las inversiones financieras en moneda extranjera dada la variación de la cotización del dólar estadounidense, compensado con el pago por la adquisición de las participaciones en las áreas de la Provincia de Río Negro, las inversiones realizadas y los anticipos para la construcción del PED II.

Al 30 de abril de 2018 el pasivo aumentó en \$miles 3.642.275, lo que representa un incremento del 64,0 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$miles 439.260, principalmente por las mayores importaciones de materiales realizadas, el efecto de la cotización del dólar estadounidense en los proveedores en moneda extranjera, los mayores pasivos comerciales producto de la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera y el saldo pendiente de cancelación por la adquisición de dichas participaciones.
- (ii) Deudas financieras: aumento por \$miles 3.071.881, generado principalmente por: (i) el aumento de los pasivos financieros producto de la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones y (ii) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, lo que tuvo como consecuencia un incremento de los intereses devengados y la mayor valuación de los pasivos en moneda extranjera. Todo ello compensado con la precancelación de las Obligaciones Negociables Clase I por U\$S 200 millones, con fechas 15 de mayo y 12 de junio de 2017, la menor tasa de interés pactada en la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 por U\$S 300 millones y la cancelación parcial del financiamiento otorgado por CAMMESA para la realización de los mantenimientos de la CT ADC.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$miles 2.478 como consecuencia principalmente del efecto de la reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias, introducida por la Reforma Tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017 compensado con el efecto impositivo de la actualización de los revalúos técnicos registrados al 30 de abril de 2018.
- (iv) Cargas fiscales: incremento por \$miles 90.562, como consecuencia principalmente del incremento del impuesto a las ganancias a pagar.
- (v) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$miles 25.945, como consecuencia del otorgamiento de incrementos salariales.
- (vi) Otras deudas: incremento por \$miles 17.355, como consecuencia, principalmente, de las mayores regalías devengadas, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense y a la mayor producción de petróleo de las áreas Agua del Cajón, Loma Negra y La Yesera.

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

Capex posee el 37,5 % de dichas reservas.

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

Capex posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Estructura patrimonial

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Activo corriente	5.622.529.897	2.220.810.825	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Activo no corriente	9.524.013.161	7.009.969.924	4.952.076.207	3.215.729.951	2.136.012.528
Total	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Pasivo corriente	1.355.002.097	3.930.921.921	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Pasivo no corriente	7.976.611.895	1.758.416.465	4.096.824.202	2.485.908.862	1.769.434.970
Total pasivo	9.331.613.992	5.689.338.386	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Patrimonio controlante	5.775.764.486	3.516.882.094	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Patrimonio no controlante	39.164.580	24.560.269	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio total	5.814.929.066	3.541.442.363	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702
Total Patrimonio y pasivo	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

c) Estructura de resultados

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Resultado operativo	1.919.964.491	1.309.340.441	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros	1.236.598.118	241.034.248	400.256.348	127.500.389	151.905.289
Costos financieros	(2.170.943.445)	(679.454.239)	(1.561.354.345)	(474.939.782)	(827.207.316)
Otros resultados financieros	(27.816)	(2.054.147)	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591.348	868.866.303	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(288.255.049)	(302.064.934)	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del ejercicio	697.336.299	566.801.369	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Otros resultados integrales	1.575.080.198	1.165.842.220	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del ejercicio	2.272.416.497	1.732.643.589	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(b)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

d) **Estructura del flujo de efectivo**

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	\$ (a)				
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	2.767.313.565	2.030.175.562	824.398.528	639.643.281	385.781.974
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(1.451.255.781)	(891.058.996)	(637.042.352)	(207.689.724)	(182.910.977)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	1.131.184.798	(454.521.140)	(184.972.959)	(147.587.212)	(208.610.019)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2.447.242.582	684.595.426	2.383.217	284.366.345	(5.739.022)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

e) **Datos estadísticos**

(Información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción en bbl	385.528	298.093	262.554	224.064	256.290
Ventas en el mercado local bbl	616.420	477.218	467.932	426.406	445.887
Producción en m3	61.294	47.393	41.743	35.623	40.747
Ventas en el mercado local m3 ^{(1) (4)}	98.003	75.872	74.395	67.793	70.891
GAS (Miles m ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	557.353	566.840	558.002	553.307	547.820
Redireccionado por CAMMESA –Res SEN 95/13 / Compra	574.893	527.689	455.302	419.390	293.754
Ventas en el mercado local	32.814	4.186	61.632	28.837	29.598
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	4.326	4.344	3.672	3.636	3.066
Compra	-	-	-	-	31
Ventas	4.192	4.164	3.381	3.403	2.839
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
Ventas	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	9,6	9,9	9,3	8,0	7,5
Ventas	8,4	7,3	8,3	6,7	5,2

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

PROPANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	21.460	21.174	18.873	22.015	21.718
Ventas en el mercado local	21.396	21.092	16.533	22.046	21.694
Ventas en el mercado exterior	-	-	2.378	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	14.190	14.042	13.882	15.114	16.285
Ventas en el mercado local	14.135	14.061	13.757	15.173	16.253
GASOLINA (m ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	28.102	27.830	28.022	27.644	26.729
OXIGENO (Nm ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	49.894	41.418	46.079	37.747	65.917
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	127.113	112.379	114.037	127.433	128.650

⁽¹⁾ Incluye 28.092 m³, 27.855 m³, 28.010 m³, 27.615 m³ y 26.749 m³ de gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2018 corresponde 88.238 miles de m³ del área Agua del Cajón y 9.765 miles de m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera.

f) Índices

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			(a)		
Liquidez (1)	4,15	0,56	2,30	1,51	0,77
Solvencia (2)	0,62	0,62	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,63	0,76	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad (4)	0,49	0,65	0,56	1,17	(0,60)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(1)	Activo corriente	Pasivo corriente
(2)	Patrimonio	Pasivo Total
(3)	Activo no corriente	Total del Activo
(4)	Resultado integral del ejercicio	Patrimonio promedio

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el próximo ejercicio económico Capex prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo “convencional” que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

Capex continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. Capex se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar “side track” a alguno de los pozos existentes inactivos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

Energía

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento Capex se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

Renovables

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Financieras

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 – F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE

CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2018

a) **Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018 (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)**

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas

Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fasón de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

⁽¹⁾Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa "Gas Plus", Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m³ vendidos, pasando de 75.872 m³ al 30 de abril de 2017 a 98.003 m³ al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,
- las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el período aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por U\$S 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Estados de situación financiera consolidados

Cifras en \$miles

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Propiedad, planta y equipo	9.338.710	6.849.140	2.489.570	36,3%
Participación en sociedades	-	75	(75)	-100,0%
Inversiones financieras a valor razonable	632.454	482.899	149.555	31,0%
Repuestos y materiales	194.711	132.211	62.500	47,3%
Activo neto por impuesto diferido	11.377	22.088	(10.711)	-48,5%
Otras cuentas por cobrar	129.243	118.192	11.051	9,4%
Cuentas por cobrar comerciales	825.832	653.803	172.029	26,3%
Inventarios	4.330	4.834	(504)	-10,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.009.886	967.539	3.042.347	314,4%
Total del activo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.775.765	3.516.883	2.258.882	64,2%
Participación no controlada	39.165	24.560	11.697	47,6%
Total del patrimonio	5.814.930	3.541.443	2.270.579	64,1%
Cuentas por pagar comerciales	827.276	388.016	439.260	113,2%
Deudas financieras	6.485.304	3.413.423	3.071.881	90,0%
Pasivo por impuesto diferido	1.623.441	1.625.919	(2.478)	-0,2%
Cargas fiscales	231.812	141.250	90.562	64,1%
Provisiones y otros cargos	2.480	2.730	(250)	-9,2%
Remuneraciones y cargas sociales	97.265	71.320	25.945	36,4%
Otras deudas	64.035	46.680	17.355	37,2%
Total del pasivo	9.331.613	5.689.338	3.642.275	64,0%
Total del patrimonio y pasivo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%

Al 30 de abril de 2018 el activo aumentó en \$miles 5.915.762, lo que representa un incremento del 64,1 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: incremento por \$miles 2.489.570, por el efecto de los revalúos técnicos de ciertos activos registrados durante el ejercicio al 30 de abril de 2018, las inversiones realizadas, la adquisición de activos en las nuevas áreas y los anticipos para la construcción del PED II, todo ello neto de las depreciaciones del ejercicio.
- (ii) Inversiones financieras a valor razonable: aumento por \$miles 149.555, dado los mayores excedentes de caja producto del incremento en las remuneraciones de gas y energía.
- (iii) Repuestos y materiales: aumento por \$miles 62.500, debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC y la incorporación de los stocks de los consorcios.
- (iv) Activo neto por impuesto diferido: disminución por \$miles 10.711 por utilización de los quebrantos impositivos de Hychico.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$miles 11.051, principalmente por el aumento de los seguros, de la posición de IVA crédito de Hychico, el aumento del saldo de anticipos a proveedores y del crédito por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes, todo ello compensado con la disminución del crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta y las cobranzas de los créditos FONINMEM (de Hychico).
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$miles 172.029, debido a: i) el incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, vigente a partir de febrero de 2017, sobre el esquema de remuneración de la generación de energía y ii) para los créditos nominados en dólares estadounidenses, el incremento de la cotización. Dichos aumentos fueron compensados por la utilización del crédito "Remuneración Adicional Fideicomiso" aplicado a la cancelación del pasivo financiero otorgado por CAMMESA para el mantenimiento de la CT ADC.
- (vii) Efectivo y equivalentes de efectivo: incremento por \$miles 3.042.347 debido principalmente a los mayores ingresos dado los incrementos en las ventas producto del incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones neto de la cancelación de la Obligación Negociable de U\$S 200 millones y el incremento de las inversiones financieras en moneda extranjera dada la variación de la cotización del dólar estadounidense, compensado con el pago por la adquisición de las participaciones en las áreas de la Provincia de Río Negro, las inversiones realizadas y los anticipos para la construcción del PED II.

Al 30 de abril de 2018 el pasivo aumentó en \$miles 3.642.275, lo que representa un incremento del 64,0 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$miles 439.260, principalmente por las mayores importaciones de materiales realizadas, el efecto de la cotización del dólar estadounidense en los proveedores en moneda extranjera, los mayores pasivos comerciales producto de la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera y el saldo pendiente de cancelación por la adquisición de dichas participaciones.
- (ii) Deudas financieras: aumento por \$miles 3.071.881, generado principalmente por: (i) el aumento de los pasivos financieros producto de la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones y (ii) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, lo que tuvo como consecuencia un incremento de los intereses devengados y la mayor valuación de los pasivos en moneda extranjera. Todo ello compensado con la precancelación de las Obligaciones Negociables Clase I por U\$S 200 millones, con fechas 15 de mayo y 12 de junio de 2017, la menor tasa de interés pactada en la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 por U\$S 300 millones y la cancelación parcial del financiamiento otorgado por CAMMESA para la realización de los mantenimientos de la CT ADC.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$miles 2.478 como consecuencia principalmente del efecto de la reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias, introducida por la Reforma Tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017 compensado con el efecto impositivo de la actualización de los revalúos técnicos registrados al 30 de abril de 2018.
- (iv) Cargas fiscales: incremento por \$miles 90.562, como consecuencia principalmente del incremento del impuesto a las ganancias a pagar.
- (v) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$miles 25.945, como consecuencia del otorgamiento de incrementos salariales.
- (vi) Otras deudas: incremento por \$miles 17.355, como consecuencia, principalmente, de las mayores regalías devengadas, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense y a la mayor producción de petróleo de las áreas Agua del Cajón, Loma Negra y La Yesera.

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

Capex posee el 37,5 % de dichas reservas.

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

Capex posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Estructura patrimonial

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Activo corriente	5.622.529.897	2.220.810.825	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Activo no corriente	9.524.013.161	7.009.969.924	4.952.076.207	3.215.729.951	2.136.012.528
Total	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Pasivo corriente	1.355.002.097	3.930.921.921	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Pasivo no corriente	7.976.611.895	1.758.416.465	4.096.824.202	2.485.908.862	1.769.434.970
Total pasivo	9.331.613.992	5.689.338.386	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Patrimonio controlante	5.775.764.486	3.516.882.094	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Patrimonio no controlante	39.164.580	24.560.269	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio total	5.814.929.066	3.541.442.363	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702
Total Patrimonio y pasivo	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

c) Estructura de resultados

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Resultado operativo	1.919.964.491	1.309.340.441	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros	1.236.598.118	241.034.248	400.256.348	127.500.389	151.905.289
Costos financieros	(2.170.943.445)	(679.454.239)	(1.561.354.345)	(474.939.782)	(827.207.316)
Otros resultados financieros	(27.816)	(2.054.147)	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591.348	868.866.303	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(288.255.049)	(302.064.934)	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del ejercicio	697.336.299	566.801.369	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Otros resultados integrales	1.575.080.198	1.165.842.220	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del ejercicio	2.272.416.497	1.732.643.589	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(b)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

d) **Estructura del flujo de efectivo**

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	\$ (a)				
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	2.767.313.565	2.030.175.562	824.398.528	639.643.281	385.781.974
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(1.451.255.781)	(891.058.996)	(637.042.352)	(207.689.724)	(182.910.977)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	1.131.184.798	(454.521.140)	(184.972.959)	(147.587.212)	(208.610.019)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2.447.242.582	684.595.426	2.383.217	284.366.345	(5.739.022)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

e) **Datos estadísticos**

(Información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción en bbl	385.528	298.093	262.554	224.064	256.290
Ventas en el mercado local bbl	616.420	477.218	467.932	426.406	445.887
Producción en m3	61.294	47.393	41.743	35.623	40.747
Ventas en el mercado local m3 ^{(1) (4)}	98.003	75.872	74.395	67.793	70.891
GAS (Miles m³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	557.353	566.840	558.002	553.307	547.820
Redireccionado por CAMMESA –Res SEN 95/13 / Compra	574.893	527.689	455.302	419.390	293.754
Ventas en el mercado local	32.814	4.186	61.632	28.837	29.598
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	4.326	4.344	3.672	3.636	3.066
Compra	-	-	-	-	31
Ventas	4.192	4.164	3.381	3.403	2.839
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
Ventas	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	9,6	9,9	9,3	8,0	7,5
Ventas	8,4	7,3	8,3	6,7	5,2

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

PROPANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	21.460	21.174	18.873	22.015	21.718
Ventas en el mercado local	21.396	21.092	16.533	22.046	21.694
Ventas en el mercado exterior	-	-	2.378	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	14.190	14.042	13.882	15.114	16.285
Ventas en el mercado local	14.135	14.061	13.757	15.173	16.253
GASOLINA (m³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	28.102	27.830	28.022	27.644	26.729
OXIGENO (Nm³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	49.894	41.418	46.079	37.747	65.917
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	127.113	112.379	114.037	127.433	128.650

⁽¹⁾ Incluye 28.092 m³, 27.855 m³, 28.010 m³, 27.615 m³ y 26.749 m³ de gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2018 corresponde 88.238 miles de m³ del área Agua del Cajón y 9.765 miles de m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera.

f) Índices

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			(a)		
Liquidez (1)	4,15	0,56	2,30	1,51	0,77
Solvencia (2)	0,62	0,62	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,63	0,76	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad (4)	0,49	0,65	0,56	1,17	(0,60)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(1)	Activo corriente	_____
	Pasivo corriente	_____
(2)	Patrimonio	_____
	Pasivo Total	_____
(3)	Activo no corriente	_____
	Total del Activo	_____
(4)	Resultado integral del ejercicio	_____
	Patrimonio promedio	_____

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el próximo ejercicio económico Capex prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo “convencional” que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

Capex continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. Capex se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar “side track” a alguno de los pozos existentes inactivos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

Energía

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento Capex se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

Renovables

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Financieras

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 – F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE

CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2018

a) **Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018 (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)**

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas

Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fasón de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

⁽¹⁾Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa "Gas Plus", Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m³ vendidos, pasando de 75.872 m³ al 30 de abril de 2017 a 98.003 m³ al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,
- las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el período aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por U\$S 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Estados de situación financiera consolidados

Cifras en \$miles

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Propiedad, planta y equipo	9.338.710	6.849.140	2.489.570	36,3%
Participación en sociedades	-	75	(75)	-100,0%
Inversiones financieras a valor razonable	632.454	482.899	149.555	31,0%
Repuestos y materiales	194.711	132.211	62.500	47,3%
Activo neto por impuesto diferido	11.377	22.088	(10.711)	-48,5%
Otras cuentas por cobrar	129.243	118.192	11.051	9,4%
Cuentas por cobrar comerciales	825.832	653.803	172.029	26,3%
Inventarios	4.330	4.834	(504)	-10,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.009.886	967.539	3.042.347	314,4%
Total del activo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.775.765	3.516.883	2.258.882	64,2%
Participación no controlada	39.165	24.560	11.697	47,6%
Total del patrimonio	5.814.930	3.541.443	2.270.579	64,1%
Cuentas por pagar comerciales	827.276	388.016	439.260	113,2%
Deudas financieras	6.485.304	3.413.423	3.071.881	90,0%
Pasivo por impuesto diferido	1.623.441	1.625.919	(2.478)	-0,2%
Cargas fiscales	231.812	141.250	90.562	64,1%
Provisiones y otros cargos	2.480	2.730	(250)	-9,2%
Remuneraciones y cargas sociales	97.265	71.320	25.945	36,4%
Otras deudas	64.035	46.680	17.355	37,2%
Total del pasivo	9.331.613	5.689.338	3.642.275	64,0%
Total del patrimonio y pasivo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%

Al 30 de abril de 2018 el activo aumentó en \$miles 5.915.762, lo que representa un incremento del 64,1 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: incremento por \$miles 2.489.570, por el efecto de los revalúos técnicos de ciertos activos registrados durante el ejercicio al 30 de abril de 2018, las inversiones realizadas, la adquisición de activos en las nuevas áreas y los anticipos para la construcción del PED II, todo ello neto de las depreciaciones del ejercicio.
- (ii) Inversiones financieras a valor razonable: aumento por \$miles 149.555, dado los mayores excedentes de caja producto del incremento en las remuneraciones de gas y energía.
- (iii) Repuestos y materiales: aumento por \$miles 62.500, debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC y la incorporación de los stocks de los consorcios.
- (iv) Activo neto por impuesto diferido: disminución por \$miles 10.711 por utilización de los quebrantos impositivos de Hychico.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$miles 11.051, principalmente por el aumento de los seguros, de la posición de IVA crédito de Hychico, el aumento del saldo de anticipos a proveedores y del crédito por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes, todo ello compensado con la disminución del crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta y las cobranzas de los créditos FONINMEM (de Hychico).
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$miles 172.029, debido a: i) el incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, vigente a partir de febrero de 2017, sobre el esquema de remuneración de la generación de energía y ii) para los créditos nominados en dólares estadounidenses, el incremento de la cotización. Dichos aumentos fueron compensados por la utilización del crédito "Remuneración Adicional Fideicomiso" aplicado a la cancelación del pasivo financiero otorgado por CAMMESA para el mantenimiento de la CT ADC.
- (vii) Efectivo y equivalentes de efectivo: incremento por \$miles 3.042.347 debido principalmente a los mayores ingresos dado los incrementos en las ventas producto del incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones neto de la cancelación de la Obligación Negociable de U\$S 200 millones y el incremento de las inversiones financieras en moneda extranjera dada la variación de la cotización del dólar estadounidense, compensado con el pago por la adquisición de las participaciones en las áreas de la Provincia de Río Negro, las inversiones realizadas y los anticipos para la construcción del PED II.

Al 30 de abril de 2018 el pasivo aumentó en \$miles 3.642.275, lo que representa un incremento del 64,0 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$miles 439.260, principalmente por las mayores importaciones de materiales realizadas, el efecto de la cotización del dólar estadounidense en los proveedores en moneda extranjera, los mayores pasivos comerciales producto de la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera y el saldo pendiente de cancelación por la adquisición de dichas participaciones.
- (ii) Deudas financieras: aumento por \$miles 3.071.881, generado principalmente por: (i) el aumento de los pasivos financieros producto de la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones y (ii) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, lo que tuvo como consecuencia un incremento de los intereses devengados y la mayor valuación de los pasivos en moneda extranjera. Todo ello compensado con la precancelación de las Obligaciones Negociables Clase I por U\$S 200 millones, con fechas 15 de mayo y 12 de junio de 2017, la menor tasa de interés pactada en la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 por U\$S 300 millones y la cancelación parcial del financiamiento otorgado por CAMMESA para la realización de los mantenimientos de la CT ADC.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$miles 2.478 como consecuencia principalmente del efecto de la reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias, introducida por la Reforma Tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017 compensado con el efecto impositivo de la actualización de los revalúos técnicos registrados al 30 de abril de 2018.
- (iv) Cargas fiscales: incremento por \$miles 90.562, como consecuencia principalmente del incremento del impuesto a las ganancias a pagar.
- (v) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$miles 25.945, como consecuencia del otorgamiento de incrementos salariales.
- (vi) Otras deudas: incremento por \$miles 17.355, como consecuencia, principalmente, de las mayores regalías devengadas, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense y a la mayor producción de petróleo de las áreas Agua del Cajón, Loma Negra y La Yesera.

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

Capex posee el 37,5 % de dichas reservas.

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

Capex posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Estructura patrimonial

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Activo corriente	5.622.529.897	2.220.810.825	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Activo no corriente	9.524.013.161	7.009.969.924	4.952.076.207	3.215.729.951	2.136.012.528
Total	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Pasivo corriente	1.355.002.097	3.930.921.921	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Pasivo no corriente	7.976.611.895	1.758.416.465	4.096.824.202	2.485.908.862	1.769.434.970
Total pasivo	9.331.613.992	5.689.338.386	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Patrimonio controlante	5.775.764.486	3.516.882.094	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Patrimonio no controlante	39.164.580	24.560.269	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio total	5.814.929.066	3.541.442.363	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702
Total Patrimonio y pasivo	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

c) Estructura de resultados

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Resultado operativo	1.919.964.491	1.309.340.441	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros	1.236.598.118	241.034.248	400.256.348	127.500.389	151.905.289
Costos financieros	(2.170.943.445)	(679.454.239)	(1.561.354.345)	(474.939.782)	(827.207.316)
Otros resultados financieros	(27.816)	(2.054.147)	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591.348	868.866.303	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(288.255.049)	(302.064.934)	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del ejercicio	697.336.299	566.801.369	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Otros resultados integrales	1.575.080.198	1.165.842.220	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del ejercicio	2.272.416.497	1.732.643.589	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(b)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

d) **Estructura del flujo de efectivo**

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	\$ (a)				
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	2.767.313.565	2.030.175.562	824.398.528	639.643.281	385.781.974
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(1.451.255.781)	(891.058.996)	(637.042.352)	(207.689.724)	(182.910.977)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	1.131.184.798	(454.521.140)	(184.972.959)	(147.587.212)	(208.610.019)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2.447.242.582	684.595.426	2.383.217	284.366.345	(5.739.022)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

e) **Datos estadísticos**

(Información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción en bbl	385.528	298.093	262.554	224.064	256.290
Ventas en el mercado local bbl	616.420	477.218	467.932	426.406	445.887
Producción en m3	61.294	47.393	41.743	35.623	40.747
Ventas en el mercado local m3 ^{(1) (4)}	98.003	75.872	74.395	67.793	70.891
GAS (Miles m³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	557.353	566.840	558.002	553.307	547.820
Redireccionado por CAMMESA –Res SEN 95/13 / Compra	574.893	527.689	455.302	419.390	293.754
Ventas en el mercado local	32.814	4.186	61.632	28.837	29.598
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	4.326	4.344	3.672	3.636	3.066
Compra	-	-	-	-	31
Ventas	4.192	4.164	3.381	3.403	2.839
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
Ventas	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	9,6	9,9	9,3	8,0	7,5
Ventas	8,4	7,3	8,3	6,7	5,2

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

PROPANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	21.460	21.174	18.873	22.015	21.718
Ventas en el mercado local	21.396	21.092	16.533	22.046	21.694
Ventas en el mercado exterior	-	-	2.378	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	14.190	14.042	13.882	15.114	16.285
Ventas en el mercado local	14.135	14.061	13.757	15.173	16.253
GASOLINA (m ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	28.102	27.830	28.022	27.644	26.729
OXIGENO (Nm ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	49.894	41.418	46.079	37.747	65.917
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	127.113	112.379	114.037	127.433	128.650

⁽¹⁾ Incluye 28.092 m³, 27.855 m³, 28.010 m³, 27.615 m³ y 26.749 m³ de gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2018 corresponde 88.238 miles de m³ del área Agua del Cajón y 9.765 miles de m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera.

f) Índices

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			(a)		
Liquidez (1)	4,15	0,56	2,30	1,51	0,77
Solvencia (2)	0,62	0,62	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,63	0,76	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad (4)	0,49	0,65	0,56	1,17	(0,60)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(1)	Activo corriente	Pasivo corriente
(2)	Patrimonio	Pasivo Total
(3)	Activo no corriente	Total del Activo
(4)	Resultado integral del ejercicio	Patrimonio promedio

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el próximo ejercicio económico Capex prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo “convencional” que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

Capex continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. Capex se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar “side track” a alguno de los pozos existentes inactivos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

Energía

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento Capex se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

Renovables

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Financieras

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 – F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE

CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2018

a) Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018 (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Estados de resultados integrales consolidados

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ventas	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%
Resultado bruto	2.796.693	1.942.750	853.943	44,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%
Resultado operativo	1.919.964	1.309.340	610.624	46,6%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591	868.866	116.725	13,4%
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%
Resultado neto del ejercicio	697.336	566.801	130.535	23,0%
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%
Resultado integral del ejercicio	2.272.416	1.732.643	539.773	31,2%

El comportamiento de los resultados al 30 de abril de 2018 con respecto al 30 de abril de 2017, fue el siguiente:

- La ganancia bruta ascendió a \$miles 2.796.693 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, representando un 66,9% de las ventas, en comparación con los \$miles 1.942.750 ó 67,1% de las ventas al 30 de abril de 2017. La ganancia bruta se incrementó en un 44,0%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.919.964 (ganancia) en comparación con \$miles 1.309.340 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 46,6%.
- El resultado neto ascendió a \$miles 697.336 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con los \$miles 566.801 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un aumento del 23,0%.
- Los otros resultados integrales ascendieron a \$miles 1.575.080 (ganancia), como consecuencia de la revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo al 30 de abril de 2018 y 2017.
- El resultado integral ascendió a \$miles 2.272.416 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 en comparación con \$miles 1.732.643 (ganancia) del ejercicio anterior, representando un incremento del 35,1%.

Ventas

Cifra en miles\$

Producto	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	3.023.870	2.213.023	810.847	36,6%
Energía PED	68.232	41.457	26.775	64,6%
Servicio de fasón de energía eléctrica	6.080	4.189	1.891	45,1%
Gas	113.650	11.525	102.125	886,1%
Petróleo	679.253	447.470	231.783	51,8%
Propano	166.439	103.285	63.154	61,1%
Butano	105.237	72.819	32.418	44,5%
Oxígeno	2.455	1.883	572	30,4%
Servicios	16.617	-	16.617	100,0%
Total	4.181.833	2.895.651	1.286.182	44,4%

⁽¹⁾Incluye los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, estas dos últimas a partir de diciembre de 2017, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios.

Las ventas por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 aumentaron un 44,4% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$miles 810.847, representando un incremento del 36,6 %, pasando de \$miles 2.213.023 al 30 de abril de 2017 a \$miles 3.023.870 al 30 de abril de 2018. Esta variación se debió fundamentalmente a un incremento en el precio dado por:

- (i) un incremento del 93,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos pasando de \$/GWh 170,3 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$/GWh 329,5 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementados por la Res SEN 19 E/2017 (vigente a partir de febrero 2017).
- (ii) un aumento del 8,5 % en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, y consumido en la CT ADC, generado por el aumento del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso, moneda en la cual se remunera dicho gas, compensado por el menor consumo de gas propio en la CT ADC. La Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) estableció el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina en US\$ 5,53. El ingreso por dicha remuneración se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados).

La generación de la CT ADC se mantuvo en línea con el ejercicio anterior.

Las ventas de energía de PED medidas en pesos aumentaron en \$miles 26.775, representando un incremento del 64,6 %, pasando de \$miles 41.457 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 68.232 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 la venta en GWh fue de 29,1 a un precio promedio de \$ 2.344,7 MW/h y en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 fue de GWh 23 a un precio promedio de \$ 1.802,5 MW/h; el aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CMMESA. El incremento de los GW vendidos se debió al aumento del factor de viento en un 37% (en el ejercicio anterior hubo una indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos, la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores).

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$miles 1.891, representando un incremento del 45,1 %, pasando de \$miles 4.189 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2017 a \$miles 6.080 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018. Esta variación se debió principalmente al aumento del 26% de la tarifa en pesos como consecuencia del aumento en la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio y a un aumento de los MWh vendidos durante el ejercicio.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó levemente, un 1,7 %, pasando de 566.840 miles de m³ al 30 de abril de 2017 a 557.353 miles de m³ al 30 de abril de 2018. Teniendo en cuenta la declinación natural del yacimiento, Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por el aumento en el precio del gas, los programas estímulos y al desarrollo de reservas con mejor productividad. A partir de noviembre de 2017 Capex incorporó la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro con un promedio aproximado de 91,2 miles de m³ día.

Bajo el programa "Gas Plus", Capex, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018, vendió \$miles 113.650 correspondiente a la entrega de 32.814 miles de m³ a un precio promedio de US\$/ m³ 0,20496 (o US\$ 5,6 millón de btu), mientras que en el ejercicio anterior las ventas de gas ascendieron a \$miles 11.525 correspondientes a 4.186 miles de m³ a un precio promedio de US\$/m³ 0,18658 (o US\$ 5,1 millón de btu). El aumento en los m³ vendidos obedece a mejores condiciones comerciales y al aporte de las ventas de los Consorcios de las áreas Loma Negra y La Yesera por \$miles 5.370 correspondiente a la entrega de 2.518 miles de m³ por el mes de noviembre de 2017.

El resto del gas fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y en la operación de la planta de GLP.

d) Petróleo:

Las ventas de petróleo aumentaron en \$miles 231.783, representando un aumento del 51,8 %. Este aumento se debió a un incremento del 29,2% de los m³ vendidos, pasando de 75.872 m³ al 30 de abril de 2017 a 98.003 m³ al 30 de abril de 2018, y un aumento promedio del 17,5% en el precio en pesos, por efecto del incremento del precio acordado entre las partes y del tipo de cambio del dólar estadounidense que se aplicó sobre los precios de venta. Cabe destacar que, teniendo en cuenta la evolución del precio internacional del petróleo crudo con la necesidad de un precio local que permita desarrollar la actividad de producción y el impacto del tipo de cambio en los precios finales de los combustibles en el surtidor, productores y refinadores negocian regularmente una convergencia pautada de los precios del producto interno con el valor internacional del mismo.

La producción de petróleo aumentó un 29,3%, de 47.393 m³ al 30 de abril de 2017 a 61.294 m³ al 30 de abril de 2018, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos y a la incorporación de la producción de petróleo proveniente de su

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro, de un promedio aproximado de 42,4 m³ día a partir de noviembre de 2017.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$miles 63.154 ó 61,1%, pasando de \$miles 103.285 al 30 de abril de 2017 a \$miles 166.439 al 30 de abril de 2018, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

El aumento de las ventas es consecuencia del aumento en el precio promedio de ventas del 58,9 % pasando de \$promedio/tn 4.896,9 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.779 al 30 de abril de 2018, como consecuencia principalmente del aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del dólar estadounidense. El volumen vendido aumentó el 1,4 %.

- Las ventas de butano aumentaron en \$miles 32.418 ó 44,5%, pasando de \$miles 72.819 al 30 de abril de 2017 a \$miles 105.237 al 30 de abril de 2018. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 43,8 %, pasando de \$promedio/tn 5.178,8 al 30 de abril de 2017 a \$promedio/tn 7.445,1 al 30 de abril de 2018 principalmente por el aumento de los precios internacionales y la cotización del dólar estadounidense. El volumen vendido tuvo un aumento del 0,5 %.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2018 y 2017 debido a que la producción de 28.102 m³ y 27.830 m³, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 127.113 m³ y 112.379 m³ de oxígeno por un total de \$miles 2.455 y \$miles 1.883 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2018 y 2017, respectivamente. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, y un aumento en el volumen vendido del 13,1%.

g) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5 % sobre los ingresos por los servicios prestados por el Consorcio Loma Negra por el tratamiento de crudo y el alistamiento de gas a partir del mes de noviembre de 2017.

Costo de ventas

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(26.500)	(12.850)	(13.650)	106,2%
Sueldos y cargas sociales	(328.466)	(251.574)	(76.892)	30,6%
Materiales, repuestos y otros	(62.772)	(39.126)	(23.646)	60,4%
Operación, mantenimiento y reparaciones y materiales, repuestos y otros	(159.051)	(102.398)	(56.653)	55,3%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(21.894)	(7.017)	(14.877)	212,0%
Transporte, fletes y estudios	(15.285)	(12.465)	(2.820)	22,6%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(689.937)	(481.858)	(208.079)	43,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.861)	(4.207)	(654)	15,5%
Impuestos, tasas, contribuciones y seguros	(41.851)	(34.275)	(7.576)	22,1%
Adquisición energía a CAMMESA	(51)	(118)	67	-56,8%
Gastos de transporte de gas	(17.741)	(8.573)	(9.168)	106,9%
Ajuste costo de ventas	(16.731)	1.560	(18.291)	-1172,5%
Costo de ventas	(1.385.140)	(952.901)	(432.239)	45,4%

El costo de ventas al 30 de abril de 2018 ascendió a \$miles 1.385.140 (33,1% sobre las ventas), mientras que en al 30 de abril de 2017 ascendió a \$miles 952.901 (32,9% sobre las ventas).

El aumento del 45,4% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por depreciación por \$miles 208.079 de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas en las áreas, la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2018 y la inversión en la extensión de la concesión del área Agua del Cajón.
- un incremento de los costos laborales por \$miles 76.892, como resultado de los aumentos salariales otorgados,
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$miles 23.646, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento para el mantenimiento de la producción,
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$miles 56.653, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del período,
- un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$miles 13.650, como consecuencia principalmente a la contratación de estudios geológicos,

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$miles 14.877, como consecuencia del aumento en la actividad del yacimiento y el incremento en los precios, y
- un incremento en los gastos de transporte de gas por \$miles 9.168, como consecuencia del incremento en la tarifa del mismo.

Gastos de comercialización

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Regalías	(401.038)	(327.592)	(73.446)	22,4%
Gastos de transporte y despacho de energía	(67.377)	(24.465)	(42.912)	175,4%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(137.399)	(95.875)	(41.524)	43,3%
Comisiones y otros	(3.410)	(3.787)	377	-10,0%
Gastos de comercialización	(609.224)	(451.719)	(157.505)	34,9%

Los gastos de comercialización fueron de \$miles 609.224, representando un 14,6% sobre las ventas. El aumento del 34,9% se debió principalmente al incremento de:

- los gastos de transporte y despacho de energía como consecuencia del incremento de las tarifas,
- las regalías asociadas con el gas, generado por: i) el incremento en el precio promedio del gas utilizado para la liquidación de regalías (precio por venta a terceros e ingreso por reconocimiento combustibles propios por CAMMESA) y ii) el aumento de la cotización del dólar estadounidense
- las regalías asociadas con el mayor petróleo producido por la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera, y a un aumento promedio del 17,5% en el precio.
- el impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	(17.485)	(11.199)	(6.286)	56,1%
Sueldos y cargas sociales	(130.770)	(88.550)	(42.220)	47,7%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(25.069)	(15.952)	(9.117)	57,2%
Transporte, fletes y estudios	(1.815)	(1.748)	(67)	3,8%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.602)	(1.538)	(2.064)	134,2%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(4.738)	(2.256)	(2.482)	110,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(33.676)	(26.401)	(7.275)	27,6%
Gastos bancarios	(50.968)	(34.993)	(15.975)	45,7%
Gastos de administración	(268.123)	(182.637)	(85.486)	46,8%

Los gastos de administración fueron de \$miles 268.123, representando un 6,4% sobre las ventas. Con respecto al ejercicio anterior se incrementaron \$miles 85.486, representando un aumento del 46,8%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados; ii) el incremento de los alquileres; y iii) de los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones en las compras del giro del negocio y las adquisiciones de los consorcios y los mayores ingresos percibidos por el Grupo.

Otros ingresos operativos netos

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Venta rodados	300	528	(228)	-43,2%
Provisiones para juicios y multas	(50)	(481)	431	89,6%
Provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales	-	1.049	(1.049)	-100,0%
Costo servicios de cargos administrativos indirectos consorcios	2.652	-	2.652	100,0%
Diversos	(2.284)	(150)	(2.134)	1422,7%
Otros ingresos operativos netos	618	946	(328)	-34,7%

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2018 y 2017 fueron positivos, por \$miles 618 y \$miles 946, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Resultados financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%
Otros resultados financieros	(28)	(2.054)	2.026	-98,6%
Resultados financieros	(934.373)	(440.474)	(493.899)	112,1%

a) Ingresos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	866.293	43.334	822.959	1899,1%
Intereses y otros	368.155	187.774	180.381	96,1%
Devengamiento de intereses de créditos	2.150	9.926	(7.776)	-78,3%
Ingresos financieros	1.236.598	241.034	995.564	413,0%

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo de \$miles 1.236.598, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron de \$miles 241.034, representando un aumento del 413,0%. Las principales causas del incremento de \$miles 995.564 fueron:

- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la cotización del dólar estadounidense, calculado sobre las inversiones en moneda extranjera. A partir de mayo de 2017, la base de los activos en moneda extranjera se incrementó como consecuencia de la alta liquidez del Grupo. La variación en la cotización del dólar estadounidense entre abril 2017 y abril 2018 fue de un 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue de un 8,1%.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados correspondientes principalmente al resultado generado por las inversiones en los fondos comunes de inversión, la tenencia de títulos y los intereses devengados por los créditos con CAMMESA.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al valor actual de los créditos a largo plazo de Hychico.

b) Costos financieros

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Diferencia de cambio	(1.710.265)	(253.958)	(1.456.307)	573,4%
Intereses y otros	(455.750)	(421.433)	(34.317)	8,1%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(4.928)	(4.063)	(865)	21,3%
Costos financieros	(2.170.943)	(679.454)	(1.491.489)	219,5%

Los costos financieros en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 arrojaron un saldo negativo de \$miles 2.170.943, mientras que al 30 de abril de 2017 fueron negativos por \$miles 679.454, representando un incremento en los costos del 219,5%. Las principales causas de la variación de \$miles 1.491.489 fueron:

- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia del aumento de la deuda financiera en moneda extranjera y el aumento en la cotización del dólar estadounidense; la variación en la cotización entre abril 2017 y abril 2018 fue del 33,5% mientras que, entre abril 2016 y abril 2017 fue del 8,1%. El Grupo posee el 99,0% de su deuda financiera en dólares estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

Los préstamos (ver Nota 20 a los estados financieros consolidados) a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligación Negociable Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14.000.000, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2018 el capital adeudado asciende a US\$ 3.200.000.
- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento para el mantenimiento de la CT ADC, cuyo capital en el período aumentó un 64,6% con respecto al saldo al 30 de abril de 2017. Al 30 de abril de 2018 se canceló el 65,5% del capital adeudado mediante la compensación con los créditos con CAMMESA por la "Remuneración para Mantenimientos no Recurrentes" y "Remuneración Adicional Fideicomiso". Con respecto a las Obligaciones Negociables, en mayo de 2017 se recibió el desembolso de la Clase 2 con un aumento del capital de la deuda por U\$S 100 millones y una disminución de la tasa; el incremento de la cotización del dólar estadounidense generó un mayor devengamiento de intereses en pesos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por abandono de pozos.

Impuesto a las ganancias

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Impuesto a las ganancias	(288.255)	(302.065)	13.810	-4,6%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2018 arrojó un saldo negativo de \$miles 288.255, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre el resultado (ganancia) del ejercicio. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció \$miles 59.583 (ganancia) por el cambio de alícuota previsto en la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Cifra en miles\$

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Otros resultados integrales	1.575.080	1.165.842	409.238	35,1%

Los otros resultados integrales al 30 de abril de 2018 ascendieron a \$ miles 1.575.080, debido a que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo y al 31 de julio de 2017, 31 de enero y 30 de abril de 2018 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes. Cabe mencionar, que al 30 de abril de 2018 el Grupo reconoció en este rubro \$miles 538.482 (ganancia) por el cambio de alícuota en el impuesto a las ganancias, previsto por la reforma tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017, correspondiente al pasivo diferido reconocido por la aplicación del modelo de revaluación.

Del total de los otros resultados integrales por \$miles 1.575.080, la porción atribuible a Capex asciende a \$miles 1.563.180, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2018 de dicha reserva asciende a \$miles 4.151.170, que de acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de Capex frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Estados de situación financiera consolidados

Cifras en \$miles

	30/04/2018	30/04/2017	Variación	
Propiedad, planta y equipo	9.338.710	6.849.140	2.489.570	36,3%
Participación en sociedades	-	75	(75)	-100,0%
Inversiones financieras a valor razonable	632.454	482.899	149.555	31,0%
Repuestos y materiales	194.711	132.211	62.500	47,3%
Activo neto por impuesto diferido	11.377	22.088	(10.711)	-48,5%
Otras cuentas por cobrar	129.243	118.192	11.051	9,4%
Cuentas por cobrar comerciales	825.832	653.803	172.029	26,3%
Inventarios	4.330	4.834	(504)	-10,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.009.886	967.539	3.042.347	314,4%
Total del activo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.775.765	3.516.883	2.258.882	64,2%
Participación no controlada	39.165	24.560	11.697	47,6%
Total del patrimonio	5.814.930	3.541.443	2.270.579	64,1%
Cuentas por pagar comerciales	827.276	388.016	439.260	113,2%
Deudas financieras	6.485.304	3.413.423	3.071.881	90,0%
Pasivo por impuesto diferido	1.623.441	1.625.919	(2.478)	-0,2%
Cargas fiscales	231.812	141.250	90.562	64,1%
Provisiones y otros cargos	2.480	2.730	(250)	-9,2%
Remuneraciones y cargas sociales	97.265	71.320	25.945	36,4%
Otras deudas	64.035	46.680	17.355	37,2%
Total del pasivo	9.331.613	5.689.338	3.642.275	64,0%
Total del patrimonio y pasivo	15.146.543	9.230.781	5.915.762	64,1%

Al 30 de abril de 2018 el activo aumentó en \$miles 5.915.762, lo que representa un incremento del 64,1 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: incremento por \$miles 2.489.570, por el efecto de los revalúos técnicos de ciertos activos registrados durante el ejercicio al 30 de abril de 2018, las inversiones realizadas, la adquisición de activos en las nuevas áreas y los anticipos para la construcción del PED II, todo ello neto de las depreciaciones del ejercicio.
- (ii) Inversiones financieras a valor razonable: aumento por \$miles 149.555, dado los mayores excedentes de caja producto del incremento en las remuneraciones de gas y energía.
- (iii) Repuestos y materiales: aumento por \$miles 62.500, debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC y la incorporación de los stocks de los consorcios.
- (iv) Activo neto por impuesto diferido: disminución por \$miles 10.711 por utilización de los quebrantos impositivos de Hychico.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$miles 11.051, principalmente por el aumento de los seguros, de la posición de IVA crédito de Hychico, el aumento del saldo de anticipos a proveedores y del crédito por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes, todo ello compensado con la disminución del crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta y las cobranzas de los créditos FONINMEM (de Hychico).
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$miles 172.029, debido a: i) el incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, vigente a partir de febrero de 2017, sobre el esquema de remuneración de la generación de energía y ii) para los créditos nominados en dólares estadounidenses, el incremento de la cotización. Dichos aumentos fueron compensados por la utilización del crédito "Remuneración Adicional Fideicomiso" aplicado a la cancelación del pasivo financiero otorgado por CAMMESA para el mantenimiento de la CT ADC.
- (vii) Efectivo y equivalentes de efectivo: incremento por \$miles 3.042.347 debido principalmente a los mayores ingresos dado los incrementos en las ventas producto del incremento otorgado por la Res SEN 19-E/17, a la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones neto de la cancelación de la Obligación Negociable de U\$S 200 millones y el incremento de las inversiones financieras en moneda extranjera dada la variación de la cotización del dólar estadounidense, compensado con el pago por la adquisición de las participaciones en las áreas de la Provincia de Río Negro, las inversiones realizadas y los anticipos para la construcción del PED II.

Al 30 de abril de 2018 el pasivo aumentó en \$miles 3.642.275, lo que representa un incremento del 64,0 % en comparación con el 30 de abril de 2017.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$miles 439.260, principalmente por las mayores importaciones de materiales realizadas, el efecto de la cotización del dólar estadounidense en los proveedores en moneda extranjera, los mayores pasivos comerciales producto de la incorporación de las participaciones en los Consorcios de Loma Negra y La Yesera y el saldo pendiente de cancelación por la adquisición de dichas participaciones.
- (ii) Deudas financieras: aumento por \$miles 3.071.881, generado principalmente por: (i) el aumento de los pasivos financieros producto de la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 300 millones y (ii) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, lo que tuvo como consecuencia un incremento de los intereses devengados y la mayor valuación de los pasivos en moneda extranjera. Todo ello compensado con la precancelación de las Obligaciones Negociables Clase I por U\$S 200 millones, con fechas 15 de mayo y 12 de junio de 2017, la menor tasa de interés pactada en la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 por U\$S 300 millones y la cancelación parcial del financiamiento otorgado por CAMMESA para la realización de los mantenimientos de la CT ADC.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$miles 2.478 como consecuencia principalmente del efecto de la reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias, introducida por la Reforma Tributaria promulgada el 29 de diciembre de 2017 compensado con el efecto impositivo de la actualización de los revalúos técnicos registrados al 30 de abril de 2018.
- (iv) Cargas fiscales: incremento por \$miles 90.562, como consecuencia principalmente del incremento del impuesto a las ganancias a pagar.
- (v) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$miles 25.945, como consecuencia del otorgamiento de incrementos salariales.
- (vi) Otras deudas: incremento por \$miles 17.355, como consecuencia, principalmente, de las mayores regalías devengadas, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense y a la mayor producción de petróleo de las áreas Agua del Cajón, Loma Negra y La Yesera.

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.255	1.744	5.999	1.053	969	15.315
Petróleo	Mbbl	2.151	1.252	3.403	1.138	591	2.088
	Mm ³	342	199	541	181	94	332

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	488	1.014	1.502	362	318	-
Petróleo	Mbbl	648	1.220	1.868	289	679	-
	Mm ³	103	194	297	46	108	-

Capex posee el 37,5 % de dichas reservas.

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2017 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	114	40	154	-	236	-
Petróleo	Mbbl	1.138	503	1.641	-	3.006	-
	Mm ³	181	80	261	-	478	-

Capex posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Estructura patrimonial

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Activo corriente	5.622.529.897	2.220.810.825	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Activo no corriente	9.524.013.161	7.009.969.924	4.952.076.207	3.215.729.951	2.136.012.528
Total	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Pasivo corriente	1.355.002.097	3.930.921.921	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Pasivo no corriente	7.976.611.895	1.758.416.465	4.096.824.202	2.485.908.862	1.769.434.970
Total pasivo	9.331.613.992	5.689.338.386	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Patrimonio controlante	5.775.764.486	3.516.882.094	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Patrimonio no controlante	39.164.580	24.560.269	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio total	5.814.929.066	3.541.442.363	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702
Total Patrimonio y pasivo	15.146.543.058	9.230.780.749	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

c) Estructura de resultados

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			\$ (a)		
Resultado operativo	1.919.964.491	1.309.340.441	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros	1.236.598.118	241.034.248	400.256.348	127.500.389	151.905.289
Costos financieros	(2.170.943.445)	(679.454.239)	(1.561.354.345)	(474.939.782)	(827.207.316)
Otros resultados financieros	(27.816)	(2.054.147)	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	985.591.348	868.866.303	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(288.255.049)	(302.064.934)	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del ejercicio	697.336.299	566.801.369	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Otros resultados integrales	1.575.080.198	1.165.842.220	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del ejercicio	2.272.416.497	1.732.643.589	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(b)

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

d) Estructura del flujo de efectivo

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	\$ (a)				
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	2.767.313.565	2.030.175.562	824.398.528	639.643.281	385.781.974
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(1.451.255.781)	(891.058.996)	(637.042.352)	(207.689.724)	(182.910.977)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	1.131.184.798	(454.521.140)	(184.972.959)	(147.587.212)	(208.610.019)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2.447.242.582	684.595.426	2.383.217	284.366.345	(5.739.022)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

e) Datos estadísticos

(Información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción en bbl	385.528	298.093	262.554	224.064	256.290
Ventas en el mercado local bbl	616.420	477.218	467.932	426.406	445.887
Producción en m3	61.294	47.393	41.743	35.623	40.747
Ventas en el mercado local m3 ^{(1) (4)}	98.003	75.872	74.395	67.793	70.891
GAS (Miles m ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	557.353	566.840	558.002	553.307	547.820
Redireccionado por CAMMESA –Res SEN 95/13 / Compra	574.893	527.689	455.302	419.390	293.754
Ventas en el mercado local	32.814	4.186	61.632	28.837	29.598
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	4.326	4.344	3.672	3.636	3.066
Compra	-	-	-	-	31
Ventas	4.192	4.164	3.381	3.403	2.839
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
Ventas	29,1	23,0	25,6	28,1	28,8
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	9,6	9,9	9,3	8,0	7,5
Ventas	8,4	7,3	8,3	6,7	5,2

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

PROPANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	21.460	21.174	18.873	22.015	21.718
Ventas en el mercado local	21.396	21.092	16.533	22.046	21.694
Ventas en el mercado exterior	-	-	2.378	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	14.190	14.042	13.882	15.114	16.285
Ventas en el mercado local	14.135	14.061	13.757	15.173	16.253
GASOLINA (m ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	28.102	27.830	28.022	27.644	26.729
OXIGENO (Nm ³)					
	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
Información consolidada					
Producción	49.894	41.418	46.079	37.747	65.917
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	127.113	112.379	114.037	127.433	128.650

⁽¹⁾ Incluye 28.092 m³, 27.855 m³, 28.010 m³, 27.615 m³ y 26.749 m³ de gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2018 corresponde 88.238 miles de m³ del área Agua del Cajón y 9.765 miles de m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera.

f) Índices

	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
			(a)		
Liquidez (1)	4,15	0,56	2,30	1,51	0,77
Solvencia (2)	0,62	0,62	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,63	0,76	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad (4)	0,49	0,65	0,56	1,17	(0,60)

(a) Información consolidada con SEB e Hychico, según información financiera al 30 de abril de 2018, 2017, 2016, 2015 y 2014 y E G WIND al 30 de abril de 2018

(1)	Activo corriente	Pasivo corriente
(2)	Patrimonio	Pasivo Total
(3)	Activo no corriente	Total del Activo
(4)	Resultado integral del ejercicio	Patrimonio promedio

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el próximo ejercicio económico Capex prevé:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con un plan de desarrollo “convencional” que contempla la perforación de 2 pozos. Adicionalmente se perforarán pozos de tight gas sand, se efectuarán 2 profundizaciones y un programa de reparación / optimización de 10 pozos. Asimismo, se perforará 1 pozo exploratorio para continuar investigando la productividad del shale gas en la formación Los Molles y 2 pozos para extender la zona de tight gas sand en explotación. Se continuará evaluando el potencial de petróleo de la formación shale Vaca Muerta.

Capex continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** perforar 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada para desarrollar reservas de gas, así como también se llevarán a cabo inversiones en instalaciones de captación y tratamiento para comercializar dicho gas; el desarrollo de este gas, de aprobarse el Plan Estímulo mencionado en el punto 1.1.1 podría ser aplicado a dicho plan. Asimismo, es intención reparar 6 pozos inyectores y productores.

- en el **área La Yesera** instalar una batería con la finalidad de poder continuar el programa de desarrollo de esta área. Capex se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos. En una primera instancia, la intención es realizar “side track” a alguno de los pozos existentes inactivos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitirán incrementar los niveles de reservas y producción.

Energía

Como parte de su estrategia de diversificación y crecimiento Capex se encuentra evaluando potenciales proyectos de generación de energía térmica en diferentes regiones del país.

Renovables

Hychico continuará operando sus dos plantas y evaluando el almacenamiento de hidrógeno en reservorios depletados de gas y petróleo, así como también la factibilidad de avanzar con el proyecto de metanación. En este sentido ya se ha definido un programa de trabajo con su correspondiente presupuesto y cronograma, el cual se extenderá hasta mediados de 2018.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Participación en futuras Rondas del Programa RenovAr y Mercado a Término (MATER)

Es ánimo del Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minería, realizar diversas convocatorias dentro del Programa RenovAr, con el objetivo de alcanzar las ofertas de fuentes de energía renovables necesarias para cubrir los objetivos de la Ley N° 27.191. Se ha establecido un Mercado a Término de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MATER) que permitirá la compra/venta entre privados. En la actualidad, la principal desventaja de este mercado está determinada por el plazo de contratación, el cual tiende a ser menor a 15 años. Se estima que la comercialización de energía renovable entre privados irá madurando en los próximos años y según el Informe de Energías Renovables de CAMMESA del mes de junio de 2018 son 2089 la cantidad de “Grandes Usuarios Habilitados” que deberán comenzar a consumir un 8% de energía renovable a partir del año 2018.

Es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico, ser activos participantes en el mercado de generación de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en las próximas convocatorias en el marco del Programa RenovAr. Con este objetivo se están desarrollando una cartera de proyectos eólicos y solares que abarcan distintas regiones del país para las próximas rondas RenovAr y el Mercado a término.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Financieras

El Grupo basa su estrategia financiera en dos pilares: (i) mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde a la generación de caja de sus negocios y, (ii) priorizar la posición de liquidez a fin de poder cumplimentar con su plan de crecimiento e inversiones.

En línea con esta estrategia, Capex posee la totalidad de sus pasivos financieros estructurados bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento era en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios. En tal sentido, esta liquidez adicional fue utilizada, en parte, para adquirir las áreas hidrocarburíferas Loma Negra y La Yesera y para afrontar las inversiones asociadas con el desarrollo del Parque Eólico Diadema II, adjudicado en el marco del Programa RenovAR Ronda 2.0. Adicionalmente, es intención de la Sociedad realizar el pago de la adquisición del área hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra con fondos provenientes de la emisión de la referida Clase 2 de Obligaciones Negociables, una vez cumplimentadas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de compra venta.

Finalmente, y en línea con la estrategia antes mencionada, el Grupo cuenta a la fecha de los presentes estados financieros con una posición de liquidez de US\$ 138 millones y \$ 1.773 millones, la cual se encuentra invertida en instrumentos de liquidez inmediata. Cabe destacar que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Grupo posee aproximadamente el 90% de sus colocaciones en dólares estadounidenses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
6 de julio de 2018

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 – F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES CONSOLIDADO

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Capex S.A.
Domicilio Legal: Avenida Córdoba 948/950 Piso 5to C
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-62982706-0

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Capex S.A. y sus sociedades controladas (la "Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 30 de abril de 2018, los estados de resultados integrales consolidados, de cambios en el patrimonio consolidado y de flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, y un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa, contenidas en las notas 1 a 33 y 35 a 39 y anexos A y D a H.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2017, son parte integrante de los estados financieros auditados mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). Asimismo, el Directorio es responsable de la existencia del control interno que considere necesario para posibilitar la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades.

Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), como fueron adoptadas en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica N° 32 y sus respectivas Circulares de Adopción. Dichas normas exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en función a las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de la Sociedad al 30 de abril de 2018, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de la Sociedad, que:

- a) los estados financieros consolidados de la Sociedad se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros individuales de la Sociedad surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 30 de abril de 2018 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Capex S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a \$ 4.606.564,68, no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21º, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018 representan:

- e.1) el 83 % sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 49 % sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - e.3) el 42 % sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;
- f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para la Sociedad previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de julio de 2018.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Señores Accionistas de
Capex S.A.
Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950 Piso 5 C
CUIT: 30-62982706-0

En nuestro carácter de miembros de la Comisión Fiscalizadora de Capex S.A., hemos examinado los estados financieros consolidados detallados en el párrafo siguiente.

Documentos examinados

- a) Estado de situación financiera consolidada al 30 de abril de 2018.
- b) Estado de resultados integrales consolidados por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018.
- c) Estado de cambios en el patrimonio consolidado por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018.
- d) Estado de flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018.
- e) Notas 1 a 33 y 35 a 39 y Anexos A y C a H.
- f) Memoria por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2018.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio económico terminado el 30 de abril de 2017 son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección en relación con los estados contables

El Directorio de la Sociedad es responsable de: a) la preparación y presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) como normas contables profesionales argentinas e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueran aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), y b) la existencia del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados, en base a la auditoría que efectuamos con el alcance detallado en el párrafo siguiente.

Responsabilidad del síndico

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes establecidas en la Res. Técnica F.A.C.P.C.E. 15/98 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren que los exámenes de los estados contables se efectúen de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), las que fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica Nro.32 y sus respectivas Circulares de Adopción, e incluyen la verificación de la razonabilidad de la información significativa de los documentos examinados y su congruencia con la restante información sobre las decisiones societarias de las que hemos tomado conocimiento, expuestas en actas del Directorio y de Asamblea, así como la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en los incisos a) a f), hemos efectuado una revisión del trabajo efectuado por los auditores externos de Capex S.A., Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe de auditoría en el día de la fecha, sin salvedades. Dicha revisión incluyó la verificación de la planificación del trabajo, de la naturaleza, alcance y oportunidad de los procedimientos aplicados y de los resultados del examen de auditoría efectuado por dichos profesionales.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Dado que no es responsabilidad del síndico efectuar un control de gestión, el examen no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

Asimismo, en relación con la Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio terminado el 30 de abril de 2018, hemos verificado que contiene la información requerida por el artículo 66 de la Ley de Sociedades Comerciales y, en lo que es materia de nuestra competencia, que sus datos numéricos concuerdan con los registros contables de la Sociedad y otra documentación pertinente.

Opinión

Basados en el trabajo realizado, con el alcance descrito en los puntos anteriores, informamos que:

- a) En nuestra opinión, los estados financieros consolidados examinados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Capex S.A. y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2018, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.
- b) No tenemos observaciones que formular, en lo que es materia de nuestra competencia, en relación con la Memoria del Directorio, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del directorio.
- c) En cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 4 del Capítulo XXI de las Normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Resolución Nro. 368 de dicha Comisión, manifestamos que:
 - i) Las políticas de contabilización y auditoría de la Sociedad responden a normas en la materia y exhiben una calidad razonable, y que el auditor externo lleva a cabo su labor con un grado satisfactorio de objetividad e independencia, según surge del informe emitido al respecto por el Comité de Auditoría.
 - ii) Los estados financieros han sido preparados teniendo en cuenta las normas contables aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las disposiciones de la Comisión Nacional de Valores.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- a) Los estados financieros consolidados de la Sociedad surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
- b) Hemos leído la reseña informativa, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.

- c) Se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 294 de la Ley de Sociedades Comerciales y al art. 76 de la Resolución General 7/2015 de la Inspección General de Justicia.
- d) Hemos verificado que los auditores externos, en su informe de auditoría, indican bajo el inciso f) del acápite “Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes” que han dado cumplimiento a la norma profesional emitida por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de julio de 2018

Por Comisión Fiscalizadora

Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212