



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Al 30 de abril de 2022 presentados en forma comparativa



INDICE

	Memoria
	Estados de Resultados Integrales Consolidados
	Estados de Situación Financiera Consolidados
	Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
	Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
	Notas a los Estados Financieros Consolidados
1	- INFORMACIÓN GENERAL
1.1	- Información general de la Sociedad
1.2	- Contexto económico en el que opera la Sociedad
2	- MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP
3	- BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES
3.1	- Bases de presentación
3.2	- Normas contables
3.3	- Consideración de los efectos de la inflación
3.4	- Principios de consolidación y contabilidad de participación en sociedades y acuerdos conjuntos
3.5	- Conversión de moneda extranjera
3.6	- Propiedad, planta y equipo
3.7	- Instrumentos financieros
3.8	- Repuestos y materiales e Inventarios
3.9	- Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar
3.10	- Efectivo y equivalentes de efectivo
3.11	- Cuentas del patrimonio
3.12	- Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales y otras deudas
3.13	- Deudas financieras
3.14	- Impuesto a las ganancias e impuesto diferido
3.15	- Provisiones y otros cargos
3.16	- Arrendamientos
3.17	- Reconocimiento de ingresos
3.18	- Información por segmentos
3.19	- Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas
4	- ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS
4.1	Riesgo de mercado
4.2	Riesgo de crédito
4.3	Riesgo de liquidez
4.4	Riesgo de capital
4.5	Estimación del valor razonable
5	- ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES
6	- INFORMACION POR SEGMENTOS
7	- INGRESOS
8	- COSTO DE INGRESOS
9	- GASTOS DE COMERCIALIZACION
10	- GASTOS DE ADMINISTRACION
11	- OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS
12	- RESULTADOS FINANCIEROS
13	- IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO
14	- RESULTADO POR ACCIÓN
15	- PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
16	- ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA
17	- CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS
18	- ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO
19	- REPUESTOS Y MATERIALES



- 20 - INVENTARIOS
- 21 - OTRAS CUENTAS POR COBRAR
- 22 - CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES
- 23 - INVERSIONES FINANCIERAS A COSTO AMORTIZADO
- 24 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO
- 25 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION
- 26 - RESERVAS
- 27 - RESULTADOS NO ASIGNADOS
- 28 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES
- 29 - DEUDAS FINANCIERAS
- 30 - REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES
- 31 - CARGAS FISCALES
- 32 - OTRAS DEUDAS
- 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS
- 34 - COMPROMISOS
- 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD
- 36 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA
- 37 - ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO
- 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

- 39 -NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS
- 40 - PARQUE EOLICO DIADEMA II
- 41 - ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES
- 42 - PARTICIPACION EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA
- 43 - HECHOS POSTERIORES

INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS



NOMENCLATURA

Monedas

<u>Términos</u>	<u>Definición</u>
\$	Peso
€	Euro
US\$	Dólar estadounidense

Glosario de términos

<u>Términos</u>	<u>Definición</u>
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
CVP	Costo variable de producción
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GLP	Gas licuado de petróleo
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
Mtn	Miles de toneladas
MW	Megawat
NCP ARG	Normas Contables Profesionales vigentes antes de las NIIF
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Nm ³	Metro cúbico normal
OyM	Operación y mantenimiento
PED	Parque Eólico Diadema
RECPAM	Resultado por exposición a cambios en el poder adquisitivo de la moneda
tn	Tonelada
V/N	Valor nominal
WTI	West Texas Intermediate



Memoria Anual Ejercicio 2021 - 2022

Contenido

1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro
 2. Reseña histórica
 3. Contexto macroeconómico
 4. Mercado energético argentino
 5. Medio ambiente - Sustentabilidad
 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

A continuación, se presentan los principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022:

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Áreas de exploración: es de destacar el resultado obtenido en las áreas exploratorias recientemente adquiridas:

- Área Parva Negra Oeste: durante el ejercicio se perforaron dos pozos verticales. El primero se encuentra en etapa de ensayo de producción de gas prolongado y el segundo, que se perforó como vertical para obtener información, está a la espera del equipo para perforar la rama horizontal. Ambos pozos permitieron documentar las condiciones de Vaca Muerta en el área, las cuales alientan las perspectivas de un futuro desarrollo cercano. Sin perjuicio de ello, es necesario que se completen los trabajos de ensayo en el pozo mencionado y terminar de perforar y ensayar el segundo pozo, además de efectuar los estudios y evaluaciones pertinentes.
- Área Puesto Zúñiga: como consecuencia del resultado obtenido en la perforación del primer pozo y de los estudios finalizados en el área, la Sociedad solicitó la concesión de explotación. En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N° 71/22, la provincia de Río Negro otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zuñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% es compromiso firme y el resto contingente a resultados. Capex comenzará a operar el área mediante una UT con una participación del 90% Capex y 10% EDHIPSA. Se han construido las instalaciones necesarias, entrando el área en explotación comercial durante la última semana de mayo/22. Durante el mes de junio/22 se puso en producción el segundo pozo.

Áreas de explotación: En cuanto a las áreas de explotación operadas por la Sociedad, en el presente ejercicio se puede observar un incremento en las producciones del 11,5% en petróleo y del 6,4% en gas. Asimismo, se destaca un incremento de las reservas comprobadas de petróleo en un 67%, provenientes principalmente del área Pampa del Castillo, ubicada en la provincia del Chubut.

Impacto de la situación internacional / Conflicto Rusia - Ucrania

El conflicto entre Rusia y Ucrania ha incrementado los precios internacionales de los hidrocarburos y ha dejado de manifiesto la necesidad que tiene el mundo de fuentes alternativas de suministro de energía, lo que impulsa a Capex a acelerar el desarrollo de sus activos, alentados adicionalmente por los resultados obtenidos en las dos áreas exploratorias antes mencionadas. Por estas razones, la Sociedad se encuentra evaluando distintas alternativas para movilizar los proyectos de desarrollo en sus áreas hidrocarbúferas, así como también sus proyectos en el área de energías renovables.

Aprobación y pago de dividendos anticipados

Con fecha 23 de junio de 2022 el Directorio de la Sociedad aprobó la distribución de dividendos anticipados correspondiente a ganancias realizadas y líquidas del período intermedio cerrado al 31 de enero de 2022, por un total de \$ 3.512.027.675 (valor en \$), equivalente a \$ 19,533 (valor en \$) por cada acción clase "A" de VN \$ 1 en circulación. El pago se hizo efectivo el 5 de julio de 2022, quedando sin cancelar la suma de \$ 22.220,42 (valor en \$), correspondientes a 1119 acciones que según informó Caja de Valores S.A. carecen de titular.



Resumen resultados del ejercicio

Durante el ejercicio económico iniciado el 1º de mayo de 2021 y finalizado el 30 de abril de 2022, Capex y sus sociedades controladas continuaron desarrollando su plan de negocios en los segmentos de: I) Petróleo y Gas, II) Energía, mediante la generación de i) energía térmica, ii) energía eólica, y iii) energía a partir de hidrógeno, III) Procesamiento y Separación de Gases líquidos derivados del gas, y IV) Producción y Venta de Oxígeno.

Durante el presente ejercicio la Sociedad tuvo un resultado integral ganancia de millones de \$ 2.263,9 (del cual una ganancia de millones de \$ 2.294,6 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una pérdida de millones de \$ 2.603,0 (del cual una pérdida de millones de \$ 2.634,7 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja una variación del 187%.

El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 4.703,0 y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 2.439,1, mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto pérdida de millones de \$ 972,9 millones y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 1.630,1.

El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una ganancia de millones de \$ 10.621,7, que comparado con el ejercicio anterior presenta un incremento del 744,8%.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, el resultado operativo se incrementó un 419% como consecuencia de: (i) un aumento de los precios y el volumen de petróleo vendido en el mercado local e internacional luego del impacto del COVID-19 que generó una fuerte retracción de la demanda de petróleo en los primeros meses del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, y (ii) un mayor precio remunerado por el gas. Cabe aclarar, que al 30 de abril de 2021 se había registrado una desvalorización de los activos del segmento petróleo y gas por millones de \$ 3.898 atribuibles al yacimiento Agua del Cajón, como consecuencia principalmente de la disminución del precio del gas durante dicho ejercicio.

Respecto del segmento de generación de energía térmica, los resultados operativos se incrementaron en un 58%. Esta variación se explica fundamentalmente por la mayor generación térmica durante el ejercicio como consecuencia de la gran sequía que atravesó el país y por ende la baja generación de energía hidráulica, lo que posibilitó el despacho de todas las turbinas de la central; asimismo durante los primeros meses del ejercicio anterior la CT ADC operó a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía, debido a la rotura de un transformador de la turbina de vapor 7.

En cuanto al segmento de generación de energía eólica, se ha visto afectado por una menor cantidad de GWh vendidos debido a las restricciones significativas al despacho de ambos parques (principalmente el PED II) dado la entrada en operación de un nuevo parque en la zona y la capacidad de transporte existente. El contrato de venta de energía correspondiente al PED II prevé una cláusula de "Toma o Pagar" con una compensación por los GW no despachados que mitiga parcialmente las restricciones del sistema.

Respecto de los Resultados Financieros, al 30 de abril de 2022 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 115,31, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 23,2%. 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 una gran proporción de 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. Adicionalmente, la Sociedad ha efectuado durante el ejercicio recompras de sus Obligaciones Negociables Clase II, teniendo en cartera al 30 de abril de 2022 millones de US\$ 61.154.000 a valor nominal, disminuyendo la deuda neta. Por otro lado, y de acuerdo con las normas contables vigentes, los presentes estados financieros incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación al inicio y al cierre del ejercicio, destacando que la variación del índice de



Precios al Consumidor durante el presente ejercicio fue 58% en comparación con el ejercicio anterior del 46,3%.

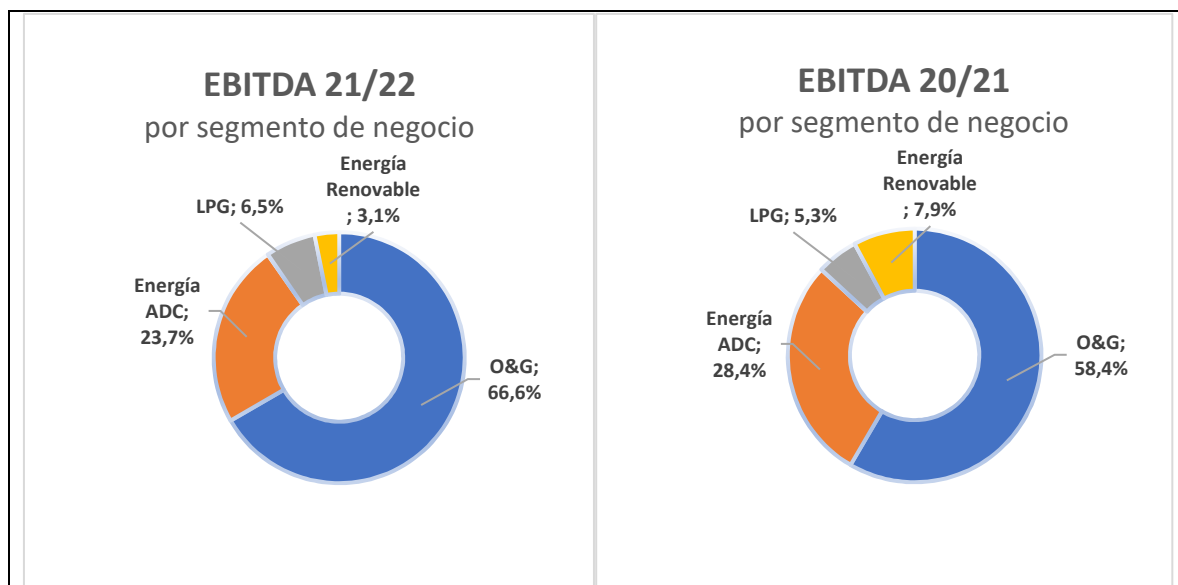
Adicionalmente, se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos millones \$ 2.439,1 (pérdida) en comparación con millones de \$ 1.434,9 (pérdida) del ejercicio anterior, como consecuencia del efecto de la revaluación y de la aplicación del ajuste por inflación, neto del efecto impositivo, de aquellos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.

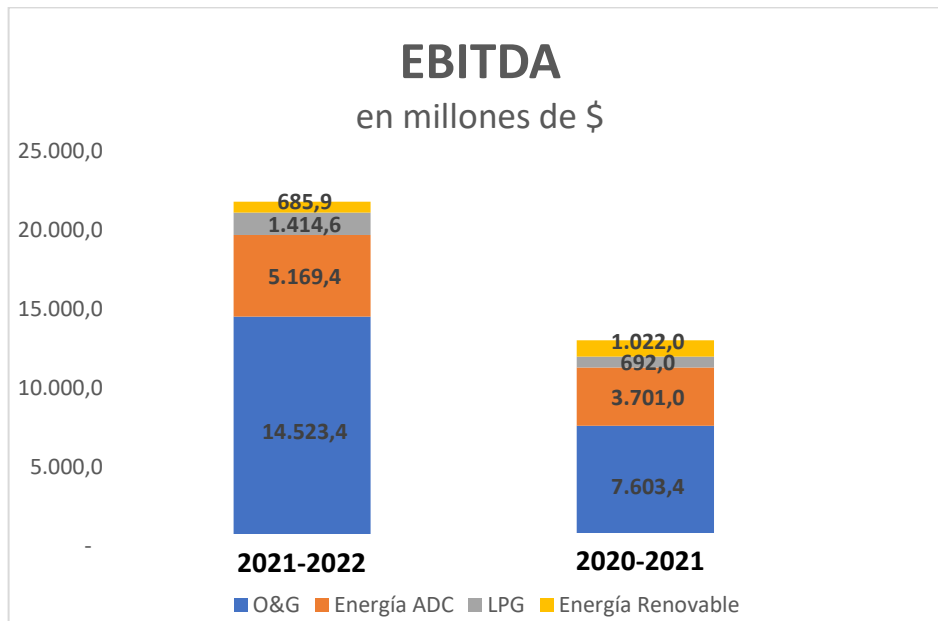
A continuación, se muestra el EBITDA generado al 30 de abril de 2022 en comparación con el ejercicio anterior, donde se puede observar un incremento del 67,4%, siendo el segmento de petróleo y gas el de mayor aporte con un 66,6% y el de energía con un 23,7% en EBITDA total al 30 de abril de 2022.

EBITDA	30/4/2022	30/4/2021	Variación 2022 vs 2021
	en miles de \$		%
Resultado operativo	10.621.682	1.257.316	744,8%
Partidas no monetarias:			
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	10.054.497	7.912.976	27,1%
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	1.117.094	3.848.158	-71,0%
EBITDA Ajustado(*)	21.793.273	13.018.450	67,4%

Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2021:	79,507 \$/U\$S
Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2022:	101,238 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2021:	93,560 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2022:	115,310 \$/U\$S

(*) EBITDA Ajustado: Resultado Operativo más/menos Partidas no monetarias





Es intención de la Sociedad continuar con su estrategia de expansión a lo largo de toda la cadena de valor energética. En línea con esta estrategia, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúricos locales para incrementar sus niveles de producción y reservas.

Adicionalmente, es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico alcanzar una mayor inserción en proyectos de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad en potenciales proyectos locales.

Finalmente, como parte de su estrategia de crecimiento y diversificación, la Sociedad continúa evaluando proyectos de generación y otras líneas relacionadas con el sector energético.



1.1 Hidrocarburos

1.1.1 Situación actual

Área Agua del Cajón – Provincia de Neuquén

La producción de gas promedio en el ejercicio fue de 0,96 millones m³/día, en tanto, la producción de petróleo promedio fue de 86 m³/día. Estos valores representan una disminución del 6,2% en gas y un incremento del 6,6% en petróleo, respecto del ejercicio anterior. En cuanto a las producciones promedio de propano, butano y gasolina del ejercicio, estas fueron de 50 t/día, 33 t/día y 60 m³/día, respectivamente. Estos valores representan un incremento del 13,1%, 12,3% y 8,0%, respectivamente, en relación con el ejercicio anterior. Los valores totales producidos en el ejercicio de gas y petróleo fueron de 350,9 millones m³ y 31,3 miles m³, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 18,4 miles ton, 11,9 miles ton y 21,9 miles m³, respectivamente. Al 30 de abril de 2022 la cantidad de pozos productivos eran 41 de petróleo y 267 gas.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 la Sociedad ha destinado su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC. Durante este ejercicio se perforaron los pozos de petróleo/gas ADC-1042 y ADC-1043 y el pozo monitor SA.C-1268.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Lic. Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69 E/2016 del Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión enero de 2052:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	3.152	1.133	4.285	125	265	16.066
Petróleo	Mbbl	1.164	1.421	2.585	3.082	5.623	48.866
	Mm ³	185	226	411	490	894	7.769

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas disminuyeron un 7,4 % y un 10,4% respectivamente.

Área Loma Negra – Provincia de Río Negro

La producción promedio en el mes de abril de 2022 fue de 184,3 m³/día de petróleo y 752,6 Mm³/día de gas, mientras que en el mes de abril de 2021 fue de 165,7 m³/día de petróleo y 603,4 Mm³/día de gas (gas a 9300 Kcal/m³). Si comparamos las producciones del mes de abril de 2022 con las que tenía el área al momento del inicio de la operación de Capex en octubre de 2017 (62 m³/día de petróleo y 225 Mm³/día de gas), el incremento es de 197,3% y 234,5%, para petróleo y gas, respectivamente.

A la fecha, el área cuenta con un total de 140 pozos perforados, de los cuales hoy en día solo 46 están activos (35 productores y 11 inyectores) y posee varios yacimientos en producción o temporalmente inactivos (Loma Negra, El látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María).

Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, el Consorcio llevó adelante un programa de reparación de pozos productores e inyectores y un programa de perforación de 3 pozos de tight gas en el yacimiento Loma de María.



La estimación de reservas de hidrocarburos del área Loma Negra al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Ing. José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69 E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero 2034.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.436	753	2.189	135	-	-
Petróleo	Mbbl	2.271	1.107	3.378	214	-	-
	Mm ³	361	176	537	34	-	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante el presente ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo disminuyeron un 5,3% y las de gas se incrementaron un 1,1% con respecto al año pasado.

Área La Yesera – Provincia de Río Negro

El yacimiento tiene 4 pozos perforados, de los cuales, actualmente, uno se encuentra en producción de petróleo y gas asociado. La producción promedio en el mes de abril de 2022 fue de 71,3 m³/día de petróleo y 62,4 Mm³/día de gas.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Ing. José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69 E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión agosto 2037.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	164	48	212	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.157	635	1.792	-	-	4.692
	Mm ³	184	101	285	-	-	746

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante este ejercicio las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron un 14,7% respecto del año anterior, mientras que las de gas se mantuvieron en los mismos valores como consecuencia de la producción obtenida.

Actualmente, la Sociedad se encuentra perforando un pozo en el área y, dado que YPF decidió no participar en la perforación de dicho pozo, el porcentaje de participación de Capex en dicho proyecto es del 72,5%.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra – Provincia de Chubut

La producción de petróleo en el mes de abril de 2022 fue de 762,5 m³/día. Si comparamos esta producción con la que tenía el área al momento del inicio de la operación en agosto de 2018 (557,2



m³/día) representa un incremento del 36,9%. En el área hay 604 pozos perforados, de los cuales se encuentran activos 339 pozos (228 productores y 111 inyectores).

Durante este ejercicio se perforaron 21 pozos productores de petróleo y 2 pozos inyectores.

En el marco del Decreto Provincial N° 278/2021 de fecha 21 de abril de 2021 para la promoción de la industria hidrocarburífera en la provincia del Chubut, Capex, en su carácter de Operador del Área Pampa del Castillo, presentó el proyecto “Recuperación terciaria y mejora de eficiencia volumétrica de barrido Pampa del Castillo Sur”, el cual fue aprobado mediante el Decreto N° 33/2022 de fecha 29 de enero de 2022 e incorporado a dicho régimen de fomento, obteniéndose, en consecuencia, una alícuota del 6% para el pago de las regalías hidrocarburíferas (art. 59 Ley 17.319 y art. 68 de la Ley XVII N° 102) sobre la producción incremental de petróleo crudo proveniente de los pozos asociados al proyecto presentado hasta el mes de abril de 2031 inclusive.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Pampa del Castillo-La Guitarra al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Ing. José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/2006 y Res. 69 E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión octubre de 2026.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	19	11	30	3	-	-
Petróleo	Mbbl	6.082	3.982	10.064	780	-	-
	Mm ³	967	633	1.600	124	-	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2021 hasta el fin de la concesión se disminuyeron un 10,4% respecto del informe presentado al 31 de diciembre de 2020, debido a la producción del ejercicio y el horizonte hasta el final de concesión.

La inversión comprometida en el Plan Trienal y el Plan Exploratorio es de US\$ 129,6 millones hasta el 31 de octubre de 2026. Al 31 de diciembre de 2021 el total de inversiones fue de US\$ 138,9 millones, superando en US\$ 10 millones aproximadamente el compromiso asumido.

Para acceder automáticamente a una extensión de la concesión de explotación de 20 años adicionales se requiere que la UT efectúe al 31 de octubre de 2026 inversiones adicionales al compromiso asumido para el Plan Trienal y el Plan Exploratorio por US\$ 70 millones. En función de las inversiones efectuadas hasta el 31 de diciembre de 2021 y el nivel de inversiones llevado a cabo por la UT en los últimos años, con una inversión constante que supera los US\$ 40 millones anuales es de esperar que se supere el monto de las inversiones requeridas para acceder a la extensión automática de la concesión por 20 años, es decir hasta el año 2046.

En función de lo mencionado, adicionalmente se han estimado las reservas hidrocarburíferas del área Pampa del Castillo-La Guitarra al 31 de diciembre de 2021, la cual fue certificada por el auditor independiente, Ing. José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/2006 y Res. 69 E/2016 del MINEM hasta el año 2046:



Productos		Comprobadas			Probables	Posibles	Recursos
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	42	33	75	13	11	-
Petróleo	Mbbl	14.618	10.768	25.386	3.208	3.472	-
	Mm ³	2.324	1.712	4.036	510	552	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas de petróleo teniendo como horizonte la extensión de la concesión al 31 de octubre de 2046, al 31 de diciembre de 2021 aumentaron en un 126,1% respecto del informe presentado al 31 de diciembre de 2020, debido a los resultados obtenidos en la campaña de perforación de pozos de estos años y a la extensión de la fecha de fin de la concesión por 20 años.

Área Bella Vista Oeste - Bloque I - Provincia de Chubut

La producción de petróleo al 30 de abril de 2022 fue de 224,7 m³/día que, comparada con el valor al momento de la toma del área de 87 m³/día, representa un incremento del 158,2%.

El área posee un total de 115 pozos perforados, de los cuales, 58 pozos están activos (45 productores y 13 inyectores).

Durante este ejercicio se perforaron 5 pozos productores de petróleo.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por la auditora independiente, Lic. Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2045.

Hasta el Final de la Concesión:

Productos		Reservas Comprobadas			Probables	Posibles	Recursos
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	3.371	4.566	7.937	176	-	-
	Mm ³	536	726	1.262	28	-	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2021 se incrementaron un 10,0% respecto del año anterior debido a los buenos resultados obtenidos en las actividades de perforación y reparación realizadas.

Área Parva Negra Oeste – Provincia de Neuquén

Durante este ejercicio se perforaron los pozos verticales PNO.x-3 y PNO.x-2. El primero se encuentra en etapa de ensayo de producción prolongado y el segundo a la espera del equipo de perforación para perforar la rama horizontal. Se está cumpliendo con el cronograma de inversiones de acuerdo con lo programado.

Aún no se documentaron reservas en el área debido que la Sociedad posee un contrato de exploración.



Área Puesto Zúñiga - Provincia de Río Negro

La Provincia de Río Negro en el mes de marzo de 2022 otorgó a la Sociedad mediante el Decreto Provincial N° 71/22, la Concesión de Explotación sobre el área bajo el marco normativo del artículo 27 y s.s. de la Ley N° 17.319 (la "Ley"), el Pliego de Bases y Condiciones del Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19, el Decreto 1154/20 y el Contrato suscripto entre la Provincia y la Sociedad para la Exploración y Eventual Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos del Área (el "Contrato"), por un plazo de 25 años conforme el art. 35 de la Ley y el art. 3.2.6 del Contrato. Siendo la inversión comprometida de US\$ 16,5 millones y la inversión contingente de US\$ 8 millones.

Durante este ejercicio se perforaron dos pozos: el pozo exploratorio PZ.x-2001 y el pozo PZ-2003; a la fecha, el primero se encuentra en producción y el segundo en etapa de terminación. El área cuenta con cuatro pozos perforados, de los cuales dos fueron perforados por Capex.

Capex construyó las instalaciones necesarias para poner en operación el área. Dichas instalaciones fueron puestas en operación durante los últimos días del mes de mayo del año 2022. El segundo pozo fue puesto en producción en el mes de junio 2022.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Puesto Zúñiga al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Lic. Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión marzo de 2047. Dado que era un área de exploración, éstas son las primeras reservas documentadas.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	211	419	630	351	174	-
Petróleo	Mbbl	327	603	930	446	220	-
	Mm ³	52	96	148	71	35	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Consolidación de producciones

En el ejercicio 2021/22 la producción promedio de petróleo de las áreas operadas por Capex fue de 1.279,5 m³/día comparado con 1.148 m³/día del ejercicio 2020/21, representando un incremento del 11,5%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de petróleo fue de 1.079 m³/día y 938 m³/día respectivamente, representando un incremento de 15,0%.

Con respecto a la producción de gas, en el ejercicio 2021/22 la producción promedio de las áreas operadas por Capex fue de 1,84 millones m³/día comparado con 1,73 millones m³/día del ejercicio 2020/21, representando un incremento 6,4%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas la producción se mantuvo en 1,3 millones m³/día.

Consolidación de reservas comprobadas

Con la finalidad de observar la evolución de las reservas comprobadas y el impacto de las adquisiciones de las áreas en éstas, las mismas se comparan en el siguiente cuadro, teniendo como horizonte el vencimiento de cada concesión y tomando como base las reservas auditadas al



31 de diciembre de 2021 y 2020. Los valores se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación de Capex en cada una de las áreas y referidos a dichas fechas.

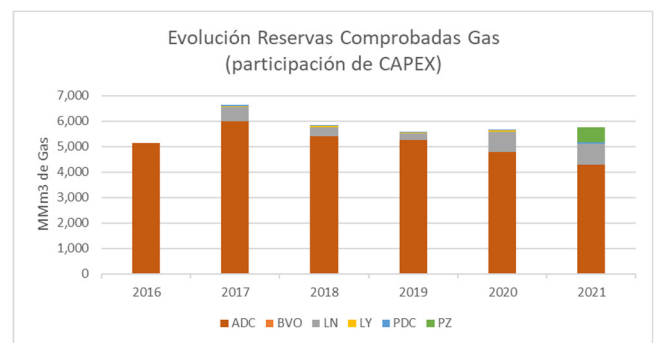
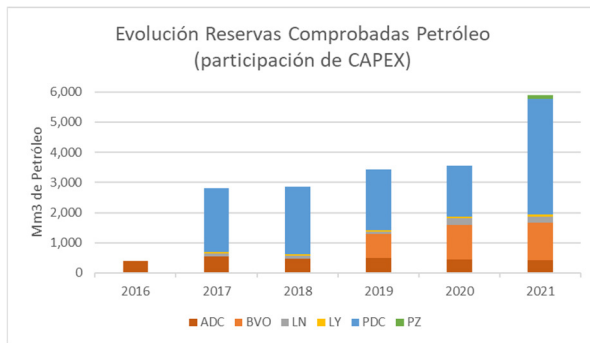
Áreas	Productos		Comprobadas	
			Total 31.12.21	Total 31.12.20
Agua del Cajón (100%)	Gas	MMm3 (1)	4.285	4.783
	Petróleo	Mbbl	2.585	2.793
		Mm3	411	444
Bella Vista Oeste (100%)	Petróleo	Mbbl	7.937	7.214
		Mm3	1.262	1.147
Loma Negra (37,5%)	Gas	MMm3 (1)	820	812
	Petróleo	Mbbl	1.264	1.337
		Mm3	201	213
La Yesera (37,5%)	Gas	MMm3 (1)	80	40
	Petróleo	Mbbl	672	394
		Mm3	107	63
Pampa del Castillo (95%) (2)	Gas	MMm3 (1)	71	43
	Petróleo	Mbbl	24.113	10.666
		Mm3	3.834	1.696
Puesto Zúñiga (90%)	Gas	MMm3 (1)	567	-
	Petróleo	Mbbl	836	-
		Mm3	133	-
Total	Gas	MMm3 (1)	5.823	5.678
	Petróleo	Mbbl	37.407	22.404
		Mm3	5.948	3.562

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) se consideraron las reservas comprobadas teniendo como horizonte la extensión de la concesión al 31 de octubre de 2046.

Con respecto a las reservas comprobadas de las áreas operadas, teniendo en cuenta la participación de la Sociedad en las mismas, se observa un incremento del 67% en las reservas comprobadas de petróleo y de 3% en las de gas.

A continuación, se presenta el gráfico de la evolución de reservas comprobadas de petróleo y gas en la participación de Capex de los últimos años.



La información incluida en la presente Memoria respecto de las reservas de las distintas áreas cumple con los requerimientos de la Res. N°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.

1.1.2 Perspectivas para el futuro

Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- en el **área Agua del Cajón**, continuar con el plan de desarrollo “convencional” que contempla desarrollo de gas convencional, de “tight sand gas”, un plan de reparaciones y optimizaciones de pozos de gas y petróleo. La Sociedad continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. 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 ejercicio que se inicia se perforará el primer pozo horizontal con objetivo Vaca Muerta.

- en el **área Loma Negra**, continuar con el desarrollo de los prospectos de petróleo y gas.

- en el **área La Yesera** actualmente hay un pozo en perforación. El Consorcio se focalizará en el desarrollo de reservas, principalmente de petróleo, en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra**, llevar a cabo la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, continuar con la campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. Adicionalmente, avanzar con la implementación de proyectos de recuperación terciaria a través de la inyección de polímeros en las zonas más maduras.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I**, llevar a cabo la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como también llevar adelante la reparación de pozos productores de petróleo y adecuación de pozos inyectoros.

- en el **área Parva Negra Oeste**, luego de la perforación del pozo horizontal y los ensayos prolongados, evaluar el desarrollo del área.

- en el **área Puesto Zúñiga**, continuar el desarrollo del área, ya en etapa de explotación, mediante la perforación de nuevos pozos.

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



1.2 Energía Eléctrica

1.2.1 Situación actual

La Sociedad ha venido realizando los programas de mantenimiento técnico requeridos, lo que le ha permitido continuar con buenos niveles de disponibilidad y generación a lo largo de los años y cumplir con los compromisos de disponibilidad garantizada de potencia (DIGO) y el despacho requerido por CAMMESA.

En el ejercicio la CT ADC ha operado con gas de sus yacimientos, al que se le ha adicionado el gas redireccionado por CAMMESA. La generación bruta de energía eléctrica del presente ejercicio fue de 4.842 GWh, lo que representa un incremento del 44% respecto del ejercicio anterior.

Durante el presente ejercicio la gran sequía trajo aparejada una baja generación de energía hidráulica, y por lo tanto entraron en despacho todas las turbinas de la CT ADC. De acuerdo con los escenarios de generación futuros, se prevé que continuará la baja hidráulica en todas las cuencas y por lo tanto, se estima un despacho a pleno de las turbinas a gas. Por lo tanto, se previeron los mantenimientos programados de todos los equipos a fin de garantizar una alta disponibilidad de la CT ADC.

Adicionalmente, en el ejercicio 20-21 la CT ADC se vio afectada en el primer trimestre por una menor generación debido a la reparación del transformador de la Turbina a Vapor 7, la cual entró nuevamente en operación el 31 de julio de 2020. Durante el período mencionado la CT ADC operó a ciclo abierto.

1.2.2 Perspectivas para el futuro

Con fecha 21 de abril de 2022 la Secretaría de Energía publicó la Res 238/2022 la cual actualiza en un 30% aproximadamente, los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de febrero de 2022. Adicionalmente, la mencionada resolución prevé un aumento del 10% adicional a partir de la transacción de junio de 2022.

La Sociedad evaluará las políticas definidas por el Gobierno Nacional, así como el cumplimiento de las resoluciones vigentes, y sobre esta base estructurará su estrategia de crecimiento y diversificación en el área energética con miras al mediano y largo plazo.

1.3 Energía Renovable

1.3.1 Situación actual

Parque Eólico Diadema I

En el segmento de generación de energía renovable, a través de la subsidiaria Hychico, el Parque Eólico Diadema I 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 con los que ha operado el PED I en los últimos ejercicios económicos fueron los siguientes:



Ejercicio	2013/2014	2014/2015	2015/2016 (*)	2016/2017 (*)	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Energía [MWh]	28.849,20	28.083,70	25.506,60	22.969,10	31.839,50	27.939,65	25.656,70	23.769,20	26.419,60
FC	52,30%	50,90%	46,10%	41,60%	57,50%	50,6%	46,50%	43,10%	47,90%

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.

Parque Eólico Diadema II

A través de su subsidiaria E G WIND, el Parque Eólico Diadema II obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación del programa RenovAr. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional, existirán estas restricciones las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece en su punto 10.3 la "Obligación de tomar o pagar", la cual entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

El desempeño alcanzado por el parque desde la puesta en marcha se refleja en las siguientes tablas:

Ejercicio 19/20

Mes	Oct/2019	Nov/2019	Dic/2019	Ene/2020	Feb/2020	Mar/2020	Abr//2020
FC	34,3%	39,0%	54,0%	51,4%	42,2%	33,7%	0,0%

Ejercicio 20/21

Mes	May/2020	Jun/2020	Jul/2020	Ago/2020	Sep/2020	Oct/2020
FC	14,0%	49,0%	32,1%	60,6%	60,4%	58,4%
Mes	Nov/2020	Dec/2020	Ene/2021	Feb/2021	Mar/2021	Abr/2021
FC	41,5%	39,2%	41,9%	33,0%	36,6%	43,3%

Ejercicio 21/22

Mes	May/2021	Jun/2021	Jul/2021	Ago/2021	Sep/2021	Oct/2021
FC	36,8%	45,2%	52,0%	39,0%	35,4%	34,2%
Mes	Nov /2021	Dec/2021	Ene/2022	Feb/2022	Mar/2022	Abr /2022
FC	33,9%	28,8%	35,6%	27,7%	37,5%	39,7%

Ejercicios	2020/2021	2021/2022
FC (Promedio)	42,5%	37,2%

Es importante destacar que tanto el PED I y el PED II se vieron afectados por un incendio ocurrido el 25 de marzo de 2020 en la Estación Transformadora Diadema, que conecta el parque con el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), y como consecuencia, los mismos quedaron desconectados. Los trabajos de restablecimiento de conexión y análisis de causa raíz se vieron afectados por la situación del COVID-19 y las medidas de aislamiento social, preventivo y



obligatorio establecidas por el Estado Nacional a través del Dec 297/2020. Este hecho fortuito se informó oportunamente tanto a la Secretaría de Energía de la Nación como a CAMMESA, presentando posteriormente los informes de perturbación correspondientes. El restablecimiento mediante una instalación provisoria de reconectores de ambos parques se logró el día 22 de mayo de 2020, quedando CAMMESA y la Secretaría de Energía de la Nación debidamente notificadas. Actualmente, el sistema de celdas, monitoreo y control ha sido actualizado por equipos de última generación y la instalación definitiva en la Estación Transformadora Diadema se concluyó a fines de junio de 2021.

A partir de la entrada en operación comercial de un nuevo parque eólico correspondiente a RenovAr 1.0 en mayo de 2021 en la zona de Pampa del Castillo, se comenzaron a producir restricciones de despacho en general pero que afectaron más significativamente al PED II. El promedio del nivel de restricciones durante el ejercicio ha sido de un 5% y un 42% para el PED I y PED II, respectivamente. A partir del mes de noviembre 2021 dicho nivel se ubicó en un 7,5% y 58%, para el PED I y PED II, respectivamente. Como se mencionó anteriormente para el PED II el contrato con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2021, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos meses continúe hasta la construcción de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares. El desarrollo de esta obra permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona. Si bien la mencionada obra forma parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, por el momento no cuenta con fecha cierta de ejecución.

Hidrógeno y Oxígeno

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.

1.3.2 Perspectivas para el futuro

E G WIND continuará operando el Parque Eólico Diadema II mientras que Hychico operará, además del Parque Eólico Diadema I, la Planta de Hidrógeno y Oxígeno.

Como parte de su estrategia, es intención de Hychico contar con una plataforma de proyectos de generación de energía renovable local que permitan incrementar su capacidad instalada en este segmento de negocio. A tal fin, Hychico ha identificado diferentes locaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica en la Argentina y a tal fin ha ejecutado los contratos necesarios con los superficiarios de dichas locaciones a fin de poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. Asimismo, en la medida en que se generen las condiciones propicias en la Argentina, se continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producción de hidrogeno a partir de electrólisis de agua en la Patagonia con miras a su exportación a los mercados internacionales que ya hoy muestran sus necesidades futuras.

2. Reseña histórica

La Sociedad inició sus operaciones comerciales en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia de Neuquén a través de la explotación del área Agua del Cajón para luego expandir sus operaciones hacia el segmento de generación de energía eléctrica. Mediante la construcción y desarrollo de una Central Térmica de Ciclo Combinado de 672 MW de potencia instalada y una Planta de GLP, ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró verticalmente sus operaciones. Como parte de esta integración vertical, el gas producido por el segmento de hidrocarburos en el yacimiento Agua del Cajón es procesado en la Planta de GLP para separar los fluidos líquidos del gas seco y utilizar este último como combustible en la Central



Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, la Sociedad comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eólica y producción de hidrógeno y oxígeno. En el año 2017 la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento que incluyó la expansión de su negocio de exploración y producción de hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas como Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste, ubicada en la Provincia del Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, ubicadas en la Provincia de Chubut.

2.1 Hidrocarburos

2.1.1 Área 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 21,3 mil millones de m³ y 3,0 millones m³, respectivamente, al 30 de abril de 2022.

La Provincia de 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 2.615 que aprobó los parámetros y condiciones básicos para la renegociación de áreas provinciales. Como consecuencia de este proceso, en abril de 2009 la Provincia de 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 de Neuquén emitió el Decreto 773/09, que 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 de Neuquén de un canon de US\$ 17 millones.
- 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 la totalidad de los montos de inversión comprometidos.
- Canon extraordinario de producción: Desde junio de 2009 la Sociedad ha liquidado las regalías a la Provincia de Neuquén a una 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 de 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. La Sociedad ha superado la inversión comprometida antes de lo estipulado.

Asimismo, como parte de los términos y condiciones para el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional, la Sociedad pagó a la Provincia de 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 de Neuquén, la Sociedad abona las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquellos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, por los cuales se pagan 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 pagan regalías del 12%.

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 de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales. Dicha presentación incluyó la aprobación, por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio de Energía y de Recursos Naturales de Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión de US\$ 101,5 millones hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho programa fue aprobado con fecha 4 de junio de 2018. La Sociedad cumplió con las inversiones comprometidas y el requisito de alcanzar una producción media anual de 500.000 m³/día, durante 12 meses consecutivos, antes del 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente. Este programa finalizó en diciembre de 2021.

Plan Gas 2020-2024: Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 (el “Plan Gas 2020-2024”), basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan. El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados. La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen de la Cuenca Neuquina para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU,



comprometiéndose a invertir US\$ 22,84 millones bajo este programa durante 4 años. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SEN N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución Nro. 46/2017. Este plan abarca el gas de los yacimientos operados por Capex en la Cuenca Neuquina y la Sociedad viene cumpliendo con lo comprometido.

A continuación, se incluyen las producciones del área en los últimos 5 años:

ADC					
	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018
Producción petróleo en bbl	196.777	184.517	235.971	274.775	337.305
Producción petróleo en m3	31.285	29.336	37.516	43.686	53.627
Producción gas (Miles de m3)	350.885	374.041	473.979	527.704	540.848

2.1.2 Área Loma Negra

El 31 de octubre de 2017 Capex adquirió de Chevron Argentina S.A. la participación del 37,5% de la concesión hidrocarburífera del área Loma Negra, ubicada 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. Capex fue designado operador de ambas áreas.

Capex opera la Concesión Loma Negra 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 febrero de 2034 (ver Extensión de Plazo de Concesión Loma Negra). 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%

Extensión de Plazo de Concesión Loma Negra: con fecha 30 de marzo de 2021 se firmó el contrato de extensión del plazo de concesión del Área Loma Negra con la Provincia de Río Negro por 10 años, venciendo en consecuencia el 24 de febrero de 2034. El contrato de extensión de Loma Negra incluye un compromiso de inversión en firme para los concesionarios de US\$ 27,4 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 8,2 millones.

A continuación, se indican las producciones desde la adquisición de Capex:

Loma Negra (100% de Producción)					
	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018
Producción petróleo en bbl	427.738	395.000	415.164	268.616	72.768
Producción petróleo en m3	68.005	62.800	66.006	42.707	11.569
Producción gas (Miles de m3)	299.103	235.853	240.613	133.114	40.010

Al 30/04/2028 la producción corresponde al período noviembre 2017 a abril 2018.



2.1.3 Área La Yesera

El 31 de octubre de 2017 Capex adquirió de Chevron Argentina S.A. el 18,75% del área La Yesera, ubicada en la Provincia de Río Negro.

Capex opera la Concesión La Yesera desde el 1° de diciembre de 2017.

Las participaciones iniciales eran las siguientes:

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

Área de explotación La Yesera - Acuerdo con San Jorge Energy S.A.: con fecha 8 de febrero de 2021 la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A. los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 18,75% que dicha sociedad poseía en la Concesión de Explotación "La Yesera", ubicada en la provincia de Río Negro. La efectiva adquisición del porcentaje de participación en la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de ella se encontraba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones, entre ellas, que en el plazo de 90 días contados (o el mayor acordado por las partes) desde la firma del acuerdo de cesión, la provincia de Río Negro aprobara la cesión del porcentaje de participación indicado. El plazo para el cumplimiento de la condición suspensiva fue extendido por las partes por un período adicional de 90 días contados desde el 10 de mayo de 2021. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión. El decreto de aprobación estipulaba un plazo de 30 días para efectivizar la operación. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes el 30 de junio de 2021 Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión, el monto abonado fue de US\$ 1,5 millones más impuestos.

Como consecuencia de esta adquisición, las nuevas participaciones 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%

Extensión de Concesiones La Yesera: con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribió el contrato de extensión del plazo de concesión del área La Yesera por 10 años venciendo ahora la concesión el 4 de agosto de 2037. El contrato de extensión incluye un compromiso de inversión de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones de US\$ 18,5 millones. Capex tomó la participación de YPF en el periodo de extensión que va del 4 de agosto de 2027 al 4 de agosto del 2037, además de tomar el compromiso de inversión en el caso de que YPF decidiera no participar en la inversión comprometida y eventualmente la inversión contingente. Respecto del pozo que se encuentra actualmente en perforación, Capex asumió la inversión correspondiente, así como también tendrá la producción relacionada. Por esa razón tanto en el pozo perforado como en los 10 años de extensión Capex tiene el 72,5% de participación.

A continuación, se indican las producciones desde la adquisición de Capex:



La Yesera (100% de Producción)					
	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018
Producción petróleo en bbl	170.762	194.229	207.502	221.070	111.653
Producción petróleo en m3	27.149	30.880	32.990	35.147	17.751
Producción gas (Miles de m3)	22.783	22.434	27.065	21.148	8.003

Al 30/04/2028 la producción corresponde al período noviembre 2017 a abril 2018.

2.1.4 Área Pampa del Castillo – La Guitarra

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 de Chubut. Esta concesión tiene un único yacimiento de idéntico nombre que, operativamente, fue dividido en tres regiones: Pampa Norte, Pampa Centro (comprende las zonas Bloque I al Bloque V) y Pampa Sur (comprende las zonas La Guitarra y La Guitarrita).

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 cual fue abonado por anticipado el 31 de julio de 2018 por US\$ 28 millones. Se retuvieron US\$ 5 millones en concepto de pasivos ambientales contingentes.

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

Capex y Petrominera se comprometieron a invertir en el área hasta el año 2021 la suma de US\$ 108,4 millones, en proporción a sus participaciones y Capex, a su sola cuenta y riesgo, debió realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones en el mismo período. Adicionalmente, Capex y Petrominera deberán realizar hasta el año 2026 inversiones adicionales por US\$ 70 millones para hacer uso de la opción de continuar la explotación del área hasta el período ulterior, esto es, prorrogar la extensión de la concesión por 20 años adicionales, operando el vencimiento en el año 2046.

La explotación del área se lleva a cabo mediante una UT cuyas participaciones son las siguientes, siendo Capex el operador del área desde el 1° de agosto de 2018:

Socios	Participación
Capex S.A.	95,00%
Petrominera Chubut S.E.	5,00%

Debido a la problemática suscitada por el COVID-19, la Sociedad efectuó una presentación ante Petrominera, solicitando la extensión de los plazos para la realización de las inversiones comprometidas. Esta solicitud fue aprobada y se suspendieron las obligaciones de inversión por un plazo de aproximadamente un año.

Planta de Polímeros Pampa del Castillo: en abril de 2021 se instaló una planta de hidratación e inyección de polímeros para realizar una “prueba piloto” en la zona de La Guitarrita. El objetivo de la inyección de polímeros es incrementar la viscosidad del agua inyectada hasta tratar de alcanzar la misma viscosidad del petróleo para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido y, de esta forma, incrementar la producción de petróleo con el consiguiente aumento de factores de recuperación y reservas, disminuyendo la producción e inyección de agua y bajando así la huella de carbono.



La zona donde se realiza la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto porcentaje de agua. El objetivo es bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectoros pertenecientes al proyecto.

A continuación, se indican las producciones del área desde la adquisición de Capex:

Pampa de Castillo (100% de Producción)				
	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020	30/4/2019
Producción petróleo en bbl	1.724.219	1.574.497	1.683.861	1.042.083
Producción petróleo en m3	274.129	250.325	267.713	165.678

Al 30 de abril de 2019 corresponde a la producción del período agosto 2018 a abril 2019.

2.1.5 Bella Vista Oeste Bloque I

El Yacimiento Bella Vista Oeste-Bloque I se encuentra ubicado en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Chubut y posee una superficie de aproximadamente 49,33 km². Está localizado a unos 18 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Geológicamente, se encuentra ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca al área Pampa del Castillo – La Guitarra. Se trata de una típica cuenca intracratónica, de génesis extensiva desarrollada sobre un basamento constituido por un complejo de pórfidos cuarcíferos y tobas asociadas conocido como Grupo Lonco Trapial en su sector norte y como Grupo Bahía Laura en el sector sur. Las principales unidades productoras en el Área Bella Vista Oeste corresponden a la Formación (“Fm.”) El Trébol, la Fm. Comodoro Rivadavia y a la Fm. Mina del Carmen pertenecientes al Grupo Chubut. Los reservorios están constituidos por areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial separados entre ellos por limoarcilitas. La Fm. D129 es la principal roca generadora de hidrocarburos.

En el mes de mayo de 2019, Petrominera lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 2/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos dentro del área Bella Vista Oeste Bloque I, en la Provincia de Chubut. La Sociedad participó del Concurso y el 2 de septiembre de 2019 fue aceptada su oferta económica. En octubre de 2019 la Sociedad suscribió con Petrominera un contrato de concesión de explotación por 25 años, sujeto a su aprobación por parte del Poder Ejecutivo y la Legislatura de la Provincia de Chubut. Está previsto en el contrato de concesión que Capex podrá solicitar prórrogas por plazos de 10 años de duración, en la medida que cumpla con sus obligaciones como concesionario, se encuentre produciendo hidrocarburos en el área y presente un plan de inversiones relativos al período de extensión.

Mediante el Decreto N° 14/20, el 6 de enero de 2020 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Chubut aprobó el contrato y el 13 de enero de 2020 lo hizo la Legislatura mediante la Ley IX N° 148. En enero de 2020 Capex abonó a Petrominera el pago inicial de US\$ 4,5 millones y abona trimestralmente durante el período de la concesión un bono variable de acuerdo con lo previsto en el acuerdo. La vigencia de la concesión fue a partir del 1° de febrero de 2020 y el plan de inversiones comprometido es de US\$ 50,1 millones a efectuarse en 5 años.

Debido a la problemática suscitada por el COVID-19, la Sociedad efectuó una presentación ante Petrominera solicitando la extensión de los plazos para la realización de las inversiones comprometidas. Esta solicitud fue aprobada y se suspendieron las obligaciones de inversión por un plazo de aproximadamente un año.

A continuación, se indican las producciones del área desde la adquisición de Capex:



Bella Vista Oeste-Bloque I (100% de Producción)			
	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020
Producción petróleo en bbl	415.284	288.098	63.879
Producción petróleo en m3	66.025	45.804	10.156

Al 30 de abril de 2020 corresponde a la producción del período febrero a abril 2020.

2.1.6 Parva Negra Oeste

En el marco del Plan Exploratorio Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP) lanzó el 7° llamado para presentar ofertas para la exploración, desarrollo y eventual explotación de una serie de áreas hidrocarburíferas. El 25 de julio de 2019 la Sociedad presentó una oferta por el área Parva Negra Oeste, la cual resultó adjudicada. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área, por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027, con una inversión aproximada de US\$ 19 millones a realizarse dentro del primer período de exploración. Las condiciones de adjudicación contemplaron un pago de derecho de acceso al área a favor de la Provincia del Neuquén por US\$ 5,5 millones.

El contrato suscripto por la Sociedad y GyP prevé, en caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables y cumplidas ciertas condiciones, que GyP solicite una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Dicho contrato contempla las siguientes participaciones:

Socios	Participación
Capex S.A.	90,00%
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	10,00%

El área Parva Negra Oeste se encuentra ubicada aproximadamente a unos 200 km al NO de la capital de la provincia del Neuquén y se accede a ella a través de la ruta provincial No. 7 y luego por un camino secundario. Posee una superficie de 143 km² de extensión.

Desde el punto de vista geológico, el subsuelo del área comprende parte del faldeo nororiental conocido como "Dorso de los Chihuídos" y la sección noroccidental denominada "Bajo de Añelo".

El área Parva Negra Oeste se encuentra en una posición privilegiada para explotar los recursos no convencionales tipo Shale Gas de Vaca Muerta. Sin perjuicio de ello, tiene otras formaciones de interés prospectivo.

2.1.7 Puesto Zúñiga,

El área Puesto Zúñiga se encuentra ubicada aproximadamente a unos 600 km al NO de la capital de la provincia de Río Negro, entre las áreas La Yesera y Loma Negra. Posee una superficie de 81 km² de extensión. Desde el punto de vista geológico el área se encuentra ubicada en una región mixta por la transición de la dorsal de Huíncul y del engolfamiento de la Cuenca Neuquina. El potencial del área se ubica en las formaciones del Precuyano y Grupo Cuyo.

En el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N°1/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área. La Sociedad participó del Concurso presentando



una oferta el 28 de noviembre de 2019, la cual consistió en un compromiso de inversión de US\$ 7,1 millones a desarrollar dentro del primer período de exploración. Con fecha 6 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro y la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Provincia aprobaron la calificación de Capex y le preadjudicaron el área. Finalmente, con fecha 14 de octubre de 2020, la Provincia notificó a CAPEX el Decreto 1154/20 por el cual le adjudicaba el Permiso de Exploración sobre el Área Puesto Zúñiga por el plazo de 3 años contados desde la publicación del mencionado decreto. El contrato de exploración se suscribió en noviembre de 2020 y, finalmente, CAPEX tomó posesión del área el 17 de diciembre de 2020.

El plan de trabajo exploratorio contemplaba durante el primer período de exploración la perforación de 1 pozo vertical de, por lo menos, 3800 m. de profundidad y el reproceso sísmico de 150 km² por un monto total de aproximadamente US\$ 7,1 millones.

Como se indicó en la sección 1.1.1 con fecha 7 de marzo 2022, la Sociedad fue notificada del Decreto Provincial N° 71/22 de la Provincia de Río Negro, a través del cual le otorga una Concesión de Explotación sobre el Área por un plazo de 25 años conforme el art. 35 de la Ley y el art. 3.2.6 del Contrato de Explotación. Siendo la inversión comprometida de US\$ 16,5 millones y la inversión contingente de US\$ 8 millones, Capex comenzará a operar el área mediante una UT (en trámite de constitución) con las siguientes participaciones:

Socios	Participación
Capex S.A.	90,00%
EDHIPSA	10,00%

2.1.8 Áreas donde Capex tuvo participaciones en el pasado

Áreas exploratorias: Como primer paso en las tareas de exploración de petróleo y gas, en 1989 Capex 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.

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

Áreas de exploración en la provincia de Río Negro: Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió permisos de exploración de 4 áreas que fueran licitadas directamente por la Provincia de Río Negro (Villa Regina, Lago Pellegrini, Cerro Chato y Loma de Kauffman). Entre los años 2012 a 2017 se realizaron estudios exploratorios y se perforaron pozos que, en su mayoría, resultaron estériles, mientras que otros resultaron productores de gas con baja productividad. La Sociedad cumplió con los compromisos de inversión y llevó a cabo los procesos de reversión de las áreas, los cuales fueron aprobados por la Provincia de Río Negro.

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 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.

	30/04/2022	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
Potencia generada MW	4.842.000	3.386.565	3.589.280	4.783.718	4.325.789
Potencia nominal MW	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720
Factor de Carga	82,3%	57,5%	61,0%	81,3%	73,5%

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., subsidiaria de Capex. 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 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 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 (PED) 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. Posteriormente, en el año 2017 se comenzó con el desarrollo de un segundo parque eólico (PED II) que finalizó en el año 2019.

Parques Eólicos

Parque Eólico Diadema I

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 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 115,9.

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.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la metodología de MDL está siendo desplazada en la actualidad por la de los "Verified Carbon Standards" (VCS) y que los mercados de compra-venta de bonos de carbono no están activos, por lo que las expectativas de venta son bajas y a precios muy por debajo de lo que fueron en sus inicios. Ello debido, principalmente, a los escasos acuerdos alcanzados en las últimas Conferencias de la Partes (COPs), y por ende poco compromiso de mitigación e intercambio de bonos por tiempo de corrección, demostrando muy poco interés por parte de la industria.

Parque Eólico Diadema II

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.

El Parque Eólico Diadema II se encuentra ubicado en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y está compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia



nominal de 3,07 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,6 MW. La inversión total fue de aproximadamente US\$ MM 35,7.

El parque obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional, existirán estas restricciones las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece en su punto 10.3 la "Obligación de tomar o pagar" que entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

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.

3. Contexto macroeconómico

La actividad económica argentina se ha recuperado más rápido de lo esperado, con un incremento del 10,3% del PBI en 2021, luego de una caída de 9,9% en 2020 en el marco de la crisis desatada por el COVID-19. A fines de 2021, la economía superaba en un 5% el nivel de actividad anterior a la pandemia. El déficit fiscal se redujo con respecto a 2020, principalmente como consecuencia de la reducción del gasto relacionado con el COVID-19 y de ingresos extraordinarios, como los provenientes del impuesto a las grandes fortunas, así como de una mayor recaudación proveniente de los derechos de exportación, en un contexto de suba internacional de precios de los commodities. Sin embargo, la economía argentina sigue mostrando desbalances macroeconómicos.

Como fuera mencionado, la actividad económica registró un aumento respecto del mismo período del año anterior, principalmente debido a la recuperación a los niveles pre-pandemia, aumentando el consumo privado, público e inversión en un 9,8%, 6,7% y 41,9%, respectivamente. La recuperación de la actividad alcanzó a 15 de los 16 sectores identificados de la economía, siendo los más dinámicos construcción (+37,1%), industria manufacturera (+18,6%), comercio mayorista, minorista y reparaciones (+15,5%) y actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler (+9,3%). Dichas subas fueron parcialmente compensadas por importaciones netas de bienes y servicios, en contraste a exportaciones netas del mismo período en 2020.



El Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2021 del 50,9%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros de restaurantes y hoteles (+65,4%), prendas de vestir y calzado (+64,6%) y transporte (+57,6%). Los rubros afectados en menor medida fueron vivienda, agua, electricidad y otros combustibles (+28,3%), comunicación (+35,8%) y bienes y servicios varios (+38,8%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPE) tuvieron un incremento interanual del 53,4% a diciembre de 2021, respecto del mismo mes del 2020. La inflación registrada en el período mayo 2021 – abril 2022 ascendió al 58,0%.

El resultado fiscal del Sector Público No Financiero acumuló un déficit primario y financiero de 3,2% y 4,8% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en pesos según cifras publicadas por la AFIP, cerró con un incremento interanual del 64,5%. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2021 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 49,6%.

En lo que se refiere a la situación financiera, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2021 en \$102,75 / US\$, acumulando un aumento del 22,1% respecto del cierre de 2020. Al 30 de abril de 2022 la cotización del US\$ alcanzó los \$ 115,31. / US\$, representando una variación interanual del 23,2%. En cuanto al esquema cambiario y monetario, siguen vigentes las medidas que viene estableciendo el BCRA desde el año 2019 para el acceso al mercado de cambios, incluyendo plazos máximos para ingresar y liquidar operaciones de exportación y limitaciones sobre la adquisición de moneda extranjera, restringiendo además en el acceso al mercado de cambios a los residentes con activos líquidos en el exterior.

Luego de la reestructuración de la deuda privada en 2020, a comienzos de 2022 se alcanzó un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional por un nuevo Programa de Facilidades Extendidas. Con una duración de 30 meses y cuatro años y medio de gracia, este programa permitirá al país posponer sus vencimientos con el organismo y fortalecer sus reservas en el corto plazo. Dentro de los compromisos asumidos, se encuentra la consolidación fiscal gradual -alcanzando el equilibrio en 2025- junto con la reducción del financiamiento monetario del déficit.

Impacto del Coronavirus en las operaciones de la Sociedad y sus subsidiarias

Ante la pandemia COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el ASPO y DISPO a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo y 21 de diciembre de 2020, respectivamente. El DNU estableció como ciertas actividades esenciales, las guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica.

Todos los negocios que forman parte del Grupo fueron declarados esenciales.

La Sociedad ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos mediante la venta de su producción ya sea en el mercado local como internacional. A la fecha dichos objetivos han sido alcanzados conforme a lo establecido por la Sociedad. Asimismo, la Sociedad ha logrado despachar energía eléctrica generada en la Central Térmica de Agua del Cajón utilizando el gas producido en su yacimiento.

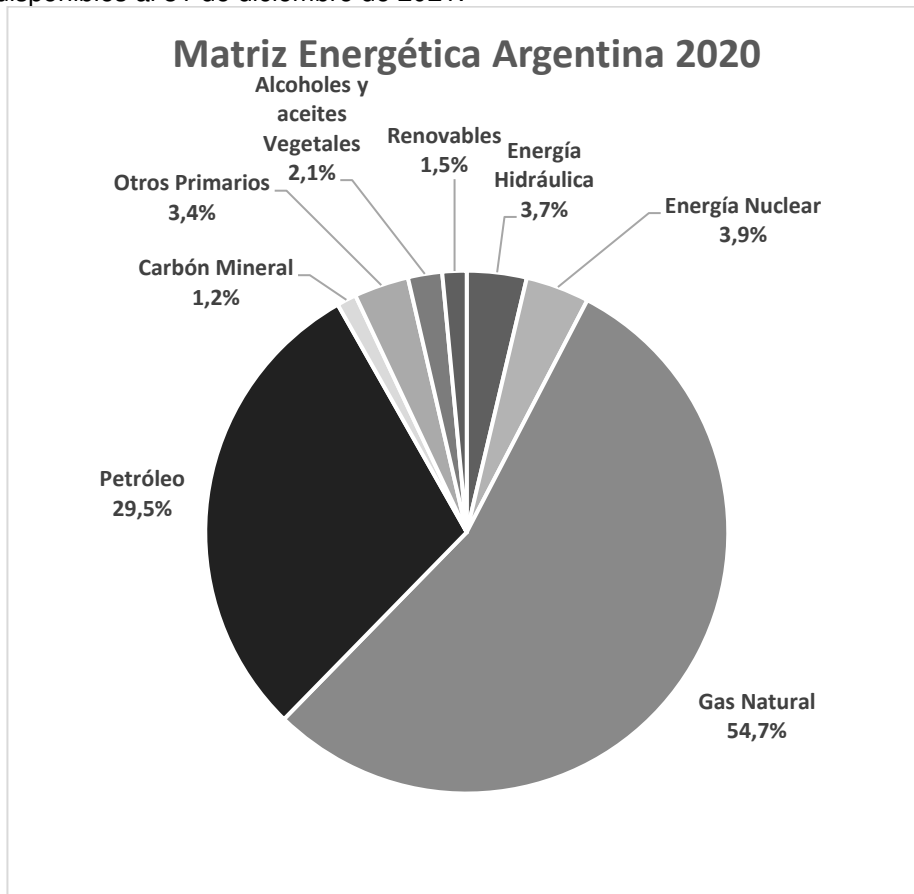
La Gerencia de la Sociedad continúa constantemente monitoreando la situación, tomando las medidas que considera necesarias con el objetivo de asegurar la integridad sanitaria de su personal, mantener la operación de todos sus segmentos de negocio y preservar la situación financiera.

4. Mercado energético argentino

Matriz energética argentina

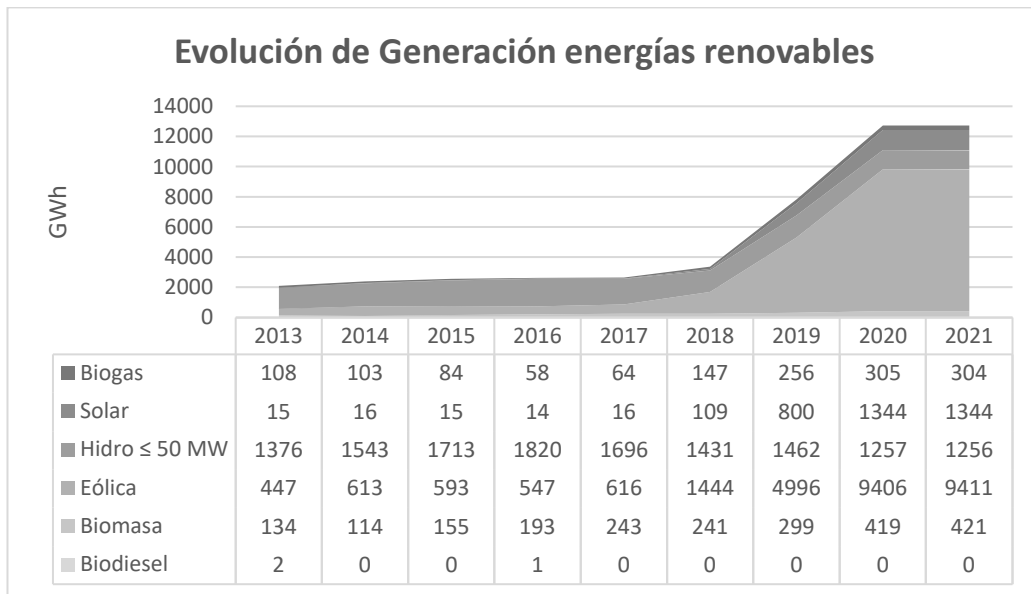
El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2020, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2021:



Fuente: Secretaría de Energía (SE)

En el año 2021, el 9,0 % del total de energía generada 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 9 años, y la composición de la misma en el año 2021:



Fuente: SE



Fuente: SE

4.1 Mercado eléctrico

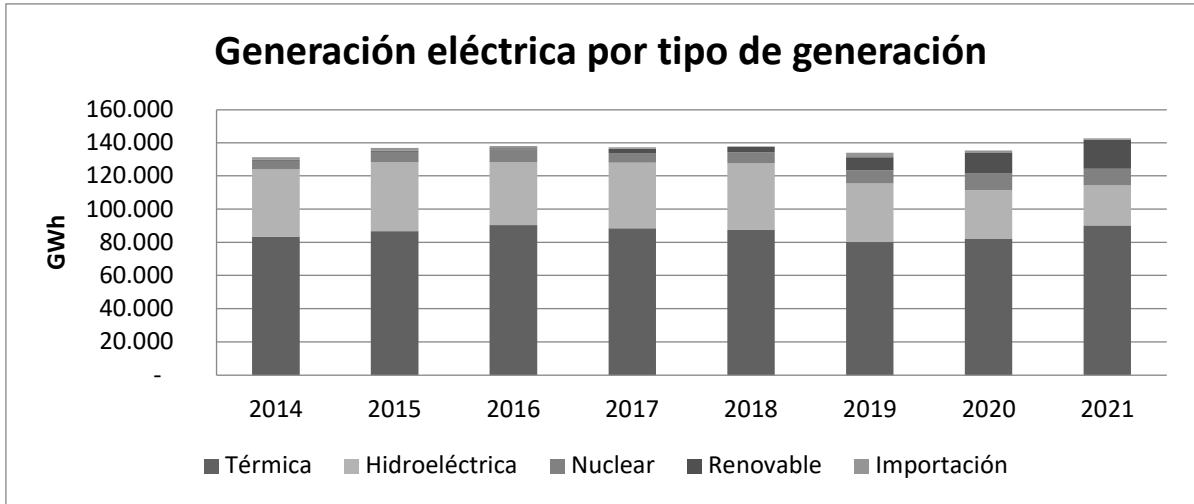
Durante el año 2021 se registró un aumento del 5,7% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 141.793 GWh respecto de 134.171 GWh generados en el año 2020 debido fundamentalmente a la recuperación post-cuarentena.

La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 90.073 GWh (63,5%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 24.116 GWh (17,0%), la generación fotovoltaica y eólica con 17.435 GWh (12,3%) y la nuclear con 10.170 GWh (7,2%).

La generación térmica y la hidroeléctrica en el año 2021 fueron un 9,4% mayor y un 17,1% menor, respectivamente, a la registrada en el año 2020. Las sequías en las principales cuencas

registradas en el 2021 afectaron la generación hidroeléctrica. Las generaciones renovable y nuclear registraron aumentos del 36,9 % y el 1,6%, respectivamente, comparado con el año 2020, debido a las habilitaciones comerciales de los PPA bajo RenovAr, MAT ER y Res. SEE N° 287/17. Asimismo, se registraron importaciones por 819 GWh (32,0% inferiores al 2020).

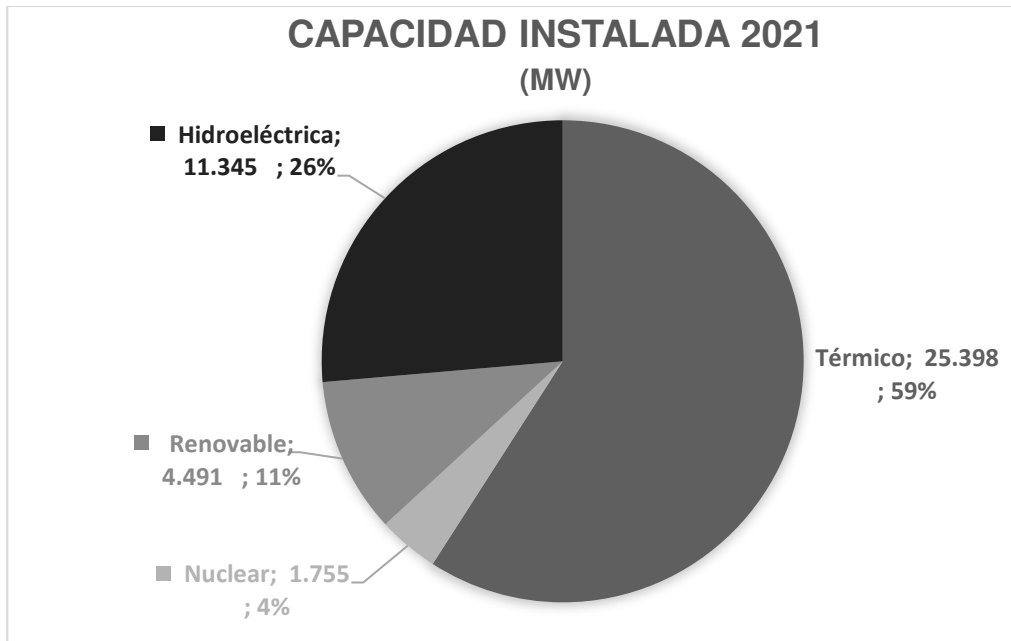
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2021 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 42.989 MW. El incremento se debe principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades renovables por 1.001 MW.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en Argentina a diciembre del 2021:



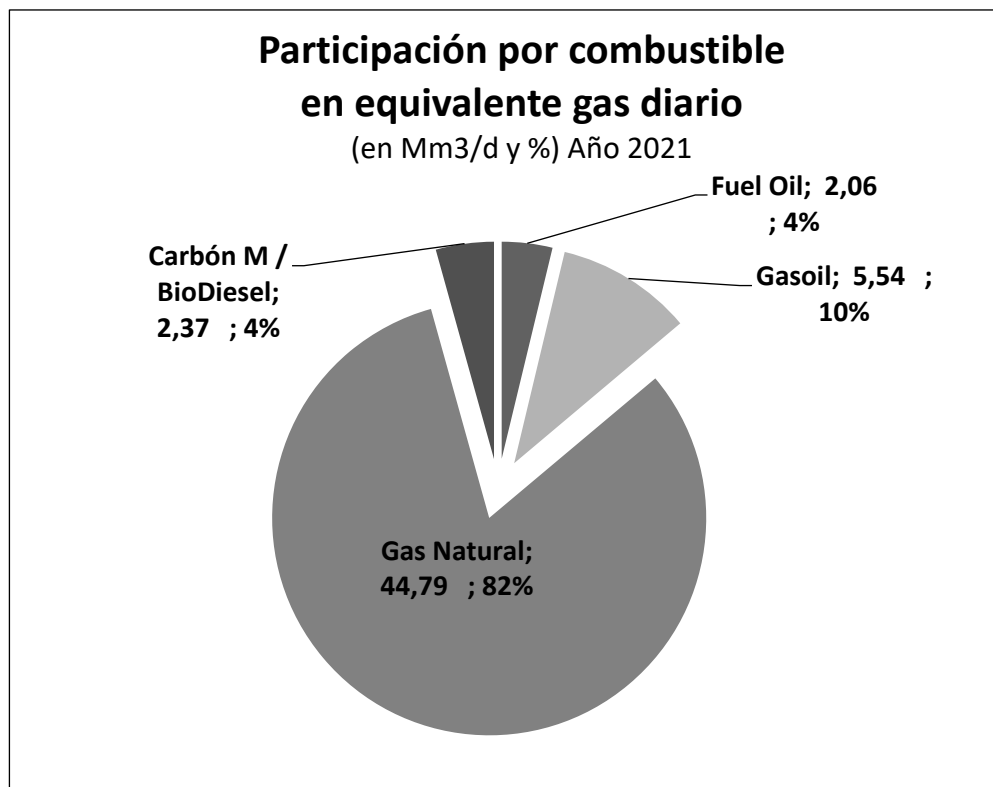
Fuente: CAMMESA

Respecto del abastecimiento de combustibles para el sector eléctrico, a partir del 30 de diciembre de 2019 por la Res MDP N° 12/19, la gestión comercial y provisión de combustible

quedaron nuevamente centralizados en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17.

Satisfacer una demanda creciente requería incorporar más generación para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, por lo que se recurrió a un mix de energía térmica y en menor medida, renovable. Por esto, el año 2021 cerró con aumentos de combustibles, donde el gas natural tuvo un aumento del 0,4%, el fuel oil en 29.2% y el gas oil en 137,7%.

Fue notorio el aumento en combustibles líquidos dada la necesidad de satisfacer las centrales térmicas sumado a una insuficiencia del Plan Gas para cubrir la demanda de gas natural y a una disminución en la entrega del gas proveniente de Bolivia, la cual se redujo en un 53.1% respecto del año 2020.



Fuente: CAMMESA

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Esquema de remuneración vigente para el Mercado de Generación Eléctrica aplicable a la Central Térmica ADC

Resoluciones 31/2020, 440/2021 y 238/2022 de la Secretaría de Energía

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución 31/2020, la cual pesificó los valores remunerados mediante la Resolución Res 1/2019 de la exSecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) a partir del 1 de febrero de 2020.

Asimismo, dispuso que los valores expresados en pesos se actualizarían en forma mensual en función de un factor que surgirá de la suma del 60% de la variación del Índice de Precios al consumidor (IPC) y el 40% de la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) del



mes anterior. Ésta hubiese comenzado a aplicar a partir de la transacción correspondiente al segundo mes de vigencia de la resolución. Mediante la Nota Administrativa NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, de fecha 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización.

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 estableció un incremento retroactivo a la transacción de febrero 2021 para los valores remunerados a la potencia y a la energía de los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) de un 29% aproximadamente respecto de la Res 31/2020.

Adicionalmente, con fecha 21 de mayo de 2021 y mediante la Nota B – 156035-1, CAMMESA solicitó a los Agentes Generadores el desistimiento por nota de cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso planteados contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionados con el Artículo 2° de la Res 31/2020, así como la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA a futuro en relación con el tema en cuestión. En virtud de ello, con fecha 10 de junio de 2021 la Sociedad presentó la Nota correspondiente.

Con fecha 21 de abril de 2022 la Secretaría de Energía publicó la Res 238/2022 la cual actualiza en un 30% aproximadamente los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de febrero de 2022, sumando un 10% adicional a partir de la transacción de junio de 2022.

Los valores fijados ajustados a partir de la Res 440/2021 y la Res 238/2022 para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación

a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650	129.839	168.791	185.670

Esta remuneración será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – J-I - Ago	360.000	464.400	603.720	664.092
Mar – Abr – May – Sep – O-t - Nov	270.000	348.300	452.790	498.069

La remuneración mensual de potencia de un generador habilitado térmico (GHT) será proporcional a la disponibilidad mensual, al factor kFM (horas del mes que fuera mantenimiento acordado/ horas del mes) y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los mantenimientos programados y acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del agente generador.



La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, es responsabilidad del GHT y será tratada como una indisponibilidad forzada.

ii) Remuneración por energía generada y operada

a) Energía Generada: el precio variable no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología/Escala	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	310	403	443

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a ésta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

b) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, para cualquier tipo de combustible, valorizada a:

	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
Energía operada	84	108	140	154

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a ésta igual al 60 % de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

iii) Remuneración disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento

La Res 31/2020 introduce el concepto de Período de evaluación de funcionamiento del parque generador en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT), a las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán, como muestra el siguiente cuadro, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:



HMRT	Períodos			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

Los GHT recibirán por la potencia generada media en las 50 horas de mayor requerimiento térmico del mes, diferenciando a las primeras 25 horas de las segundas 25 horas y los períodos estacionales del año (verano, invierno, otoño y primavera), la siguiente remuneración:

Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
		De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
[\$/MW]	[\$/MW]	[\$/MW]	[\$/MW]
37.500	48.375	62.888	69.176

Para la determinación total de la remuneración de disponibilidad de potencia, al valor definido por MW se le aplica la siguiente tabla:

	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1 (Primeras 25 hs del mes)	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2 (Segundas 25 hs del mes)	0,6	0,0	0,6	0,0

Por último, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la resolución.

La Res. N°1037/21 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 2 de noviembre del 2021, creó la Cuenta Exportaciones como parte del Fondo de Estabilización, fondeada con los ingresos provenientes de la exportación de energía, los cuales serán destinados al financiamiento de obras de infraestructura energética y asignados según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía. También establece un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración a los Generadores comprendidos en la Res. N° 440/21, que abarcará las transacciones económicas comprendidas entre septiembre 2021 y febrero 2022 inclusive.

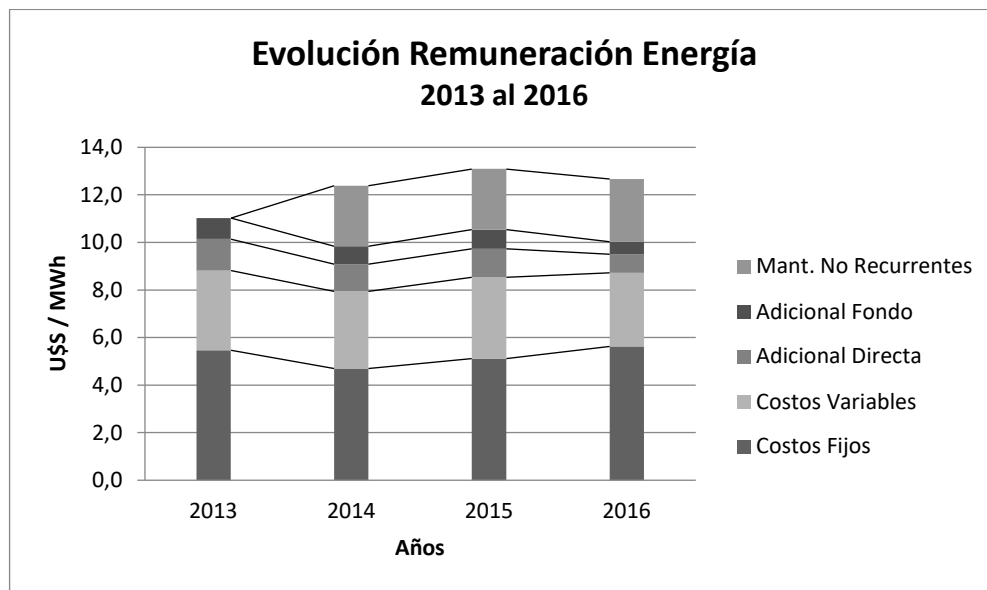
Posteriormente, el 10 de noviembre de 2021 se publicó la Nota NO-2021-108163338-APN-SE#MEC de la SEN, mediante la cual se instruye a CAMMESA a considerar en el cálculo de las transacciones económicas, un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia. Asimismo, establece que se reconocerá un monto adicional de 1000 \$/MWh exportado en el mes, el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Generador alcanzado.

Los siguientes cuadros muestran 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, las remuneraciones en pesos establecidas en las Res. SEN 95/13, 529/14, 482/15 y 22/16 se han calculado en US\$ al tipo de cambio promedio anual.

Concepto	Res. SEN 95/13 (1)	Res. SEN 529/14 (2)	Res. SEN 482/15 (3)	Res. SEN 22/16 (4)
	U\$S /MWh			
Remuneración Costos Fijos	5,5	4,7	5,1	5,6
Remuneración Costos Variables	3,4	3,2	3,4	3,1
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

(*) 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.

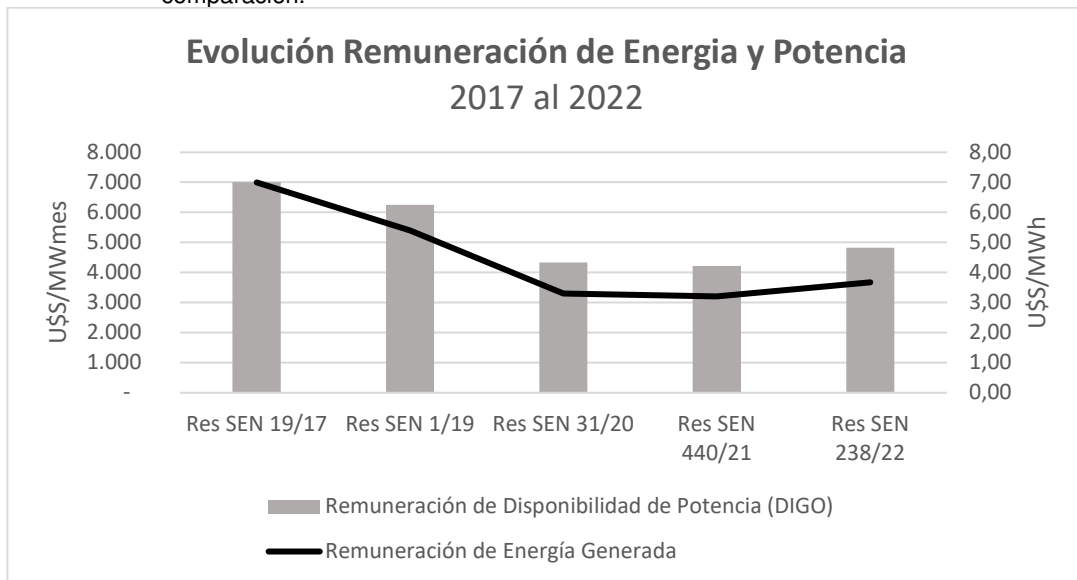


Fuente: CAMMESA en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación

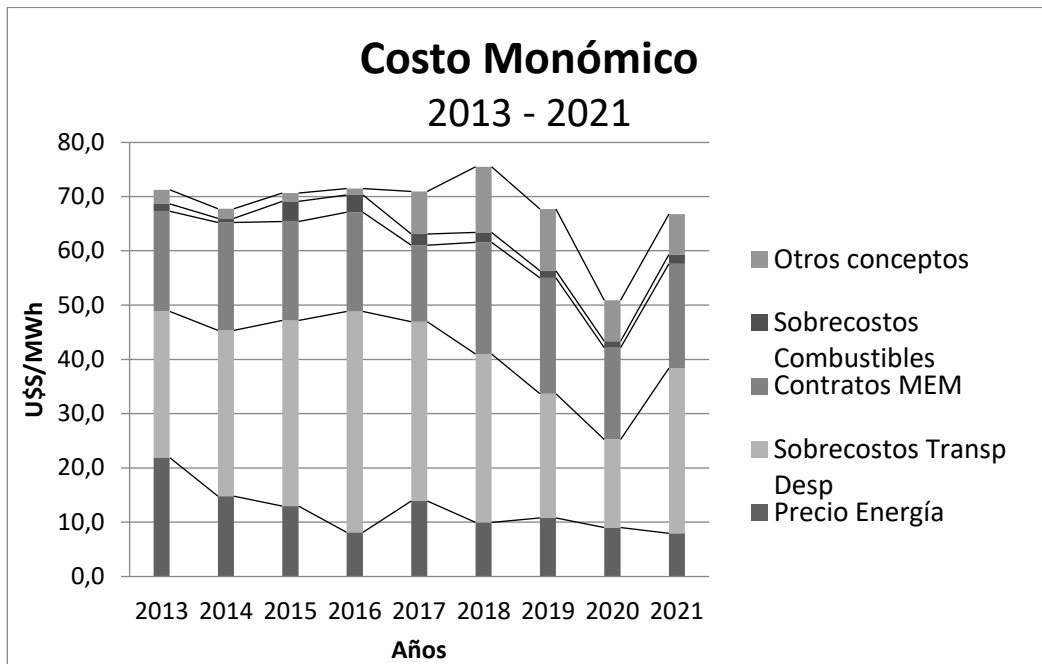
Los siguientes cuadros muestran la evolución del esquema de remuneración para la generación térmica desde la sanción de la Res SEN 19/2017, a partir de la cual se remunera la Disponibilidad de Potencia (DIGO) y la Generación de Energía, como conceptos separados. Cabe aclarar que los valores corresponden a centrales térmicas con tecnología similar a la CT ADC (>150MW).

Concepto		Res SEN 19/17 (1)	Res SEN 1/19 (2)	Res SEN 31/20 (3)	Res SEN 440/21 (4)	Res SEN 238/22 (5)
Remuneración de Disponibilidad de Potencia (DIGO)	U\$S/MW mes	7.000	6.250	4.330	4.208	4.817
Remuneración de Energía Generada	U\$S/MWh	7,00	5,40	3,30	3,21	3,68

- (1) Vigente desde febrero 2017 a febrero 2019.
- (2) Vigente desde marzo 2019 a enero 2020.
- (3) Vigente desde febrero de 2020. Remuneración en pesos convertida a U\$S al tipo de cambio promedio del período feb/20 a ene/21 para su comparación.
- (4) Vigente desde mayo de 2021, retroactivo a febrero 2021. Remuneración en pesos convertida a U\$S al tipo de cambio promedio del período feb/21 a ene/22 para su comparación.
- (5) Vigente desde mayo de 2022, retroactivo a febrero 2022. Remuneración en pesos convertida a U\$S al tipo de cambio promedio del período feb/22 a abr/22 para su comparación.



Adicionalmente, el siguiente gráfico muestra el costo promedio anual en dólares 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 en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación

Energías renovables

Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema I

Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011

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 estuvieran 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 Sr. 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, otorgables por la Secretaría de Energía, o hasta el cumplimiento del volumen comprometido, lo que suceda primero.
- 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.
 - 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.

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.

Si bien la Resolución N° 108/11 se encuentra derogada en virtud de la Resolución 202 – E/2016, esta última norma estableció que se mantendrán en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución N° 108/2011 conforme fueron establecidos oportunamente.

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, entendiéndose por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.



Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema II

Resolución Secretaría de Gobierno de Energía N° 488/2017

Con fecha 19 de diciembre de 2017, mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en las Resoluciones N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de ese Ministerio, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada tecnología en cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente.

Bajo esta normativa EG WIND suscribió un contrato con CAMMESA de fecha 4 de junio 2018 con las siguientes características.

- Plazo: veinte (20) años desde la Habilitación Comercial con opción de extender si no se cumple con la Energía Contratada
- Parte vendedora: P.E DIADEMA II – E.G WIND
- Parte compradora: CAMMESA
- Remuneración = Precio Adjudicado * Factor de Incentivo + Tributos + Incrementos Fiscales Trasladables.
- Cláusula “Toma o Paga” (ToP). Debido a que no se concluyeron las obras del Sistema de Transporte Ampliado y existe una limitación a la inyección de energía, CAMMESA – hasta tanto ello no ocurra – se obliga a pagar el Precio Adjudicado por el P50 de la energía restringida durante las horas que operó la restricción.

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.



Decreto 531/2016 – Reglamentación de la “Ley de Renovables”

El día 31 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 531/2016 que aprobó la reglamentación de la Ley 26.190, modificada por el Capítulo I de la Ley 27.191 y del Capítulo II de la Ley 27.191 referente a la Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Asimismo aprobó la reglamentación de los Capítulos de la Ley 27.191 correspondientes al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energía Renovables (III), la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento (IV), los Incrementos Fiscales (V), el régimen de importaciones (VI), el acceso y utilización de fuentes renovables de energía (VII), energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes (VIII) y las cláusulas complementarias (IX) que establecen que la autoridad de aplicación deberá difundir ampliamente las ofertas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía y que invita a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a las Provincias a adherir a la ley y a dictar sus propias normas destinadas a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

Resolución SE E-275/2017

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. Hychico participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II.

Resolución E-281/2017 – Mercado a término de Energía Renovable “MATER”

El 22 de agosto de 2017 se publicó la Res 281/2017 que estableció el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en el marco de lo establecido por la Ley 27.191 y el Decreto reglamentario 531/2016. Este Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de acuerdo con lo fijado en el artículo 9º de la Ley 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del MEM, o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KV) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 27.191 y el artículo 9 del Anexo II del Decreto 531. Específicamente se estableció que la obligación para los sujetos individualizados en el mencionado artículo de la Ley podría cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA. El art. 9, en su inciso 2, apartado (i) del Anexo II, del decreto reglamentario prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley 27.191, por los sujetos comprendidos en su artículo 9, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley y en el decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración establecidos en los Procedimientos de CAMMESA y en la normativa complementaria que dicte la autoridad de aplicación.



Resolución 230/2019, Resolución 551/2021 y Resolución 1260/2021. Readecuación de proyectos renovables y cambios en el mantenimiento de la prioridad de despacho.

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Res N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Res N° 281/2017 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto.

Esta Resolución fue modificada por la Resolución N° 551/2021 que actualizó las condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, las formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y los valores establecidos para establecer la prioridad de despacho hasta obtener la habilitación comercial. Se puede prorrogar la prioridad de despacho por un plazo de 180 días demostrando el avance de un 60% del proyecto, abonando la suma de US\$ 1.500 por megavatio de manera trimestral (en caso de modificación del sitio del proyecto), US\$ 1.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados o por 360 días adicionales, abonando la suma de US\$ 4.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados.

Asimismo, la Res N° 551/2021 instruye al OED a invitar a los proyectos que cuenten con prioridad de despacho asignada – y que aún no lograron la habilitación comercial - a optar por readaptarse o abandonar el régimen.

En línea con la Res N° 551/2021, la Res N° 1260/2021 publicada el 29 de diciembre 2021 estableció que los proyectos adjudicados con prioridad de despacho asignada bajo cualquier esquema normativo (Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables, de acuerdo con lo establecido en la Res N° 202/2016), y que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento o bien su reconducción.

Resolución N° 14/2022. Cambios en el MATER

Con fecha 20 de enero 2022 se publicó la Res N° 14/2022 de la Secretaría de Energía que introduce cambios en el MATER respecto a cómo se designa la Prioridad de Despacho. La misma se asignará a quien declare el Factor de Mayoración más alto,

Resolución N° 330/2022. Manifestación de interés para desarrollo de infraestructura

Con fecha 9 de mayo 2022, se publicó la Res N° 330/2022 de la Secretaría de Energía por la cual se convoca a presentar Manifestaciones de Interés (MDI) para desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar energía proveniente de fuentes renovables y/o instalaciones de almacenamiento de energía en el MEM.

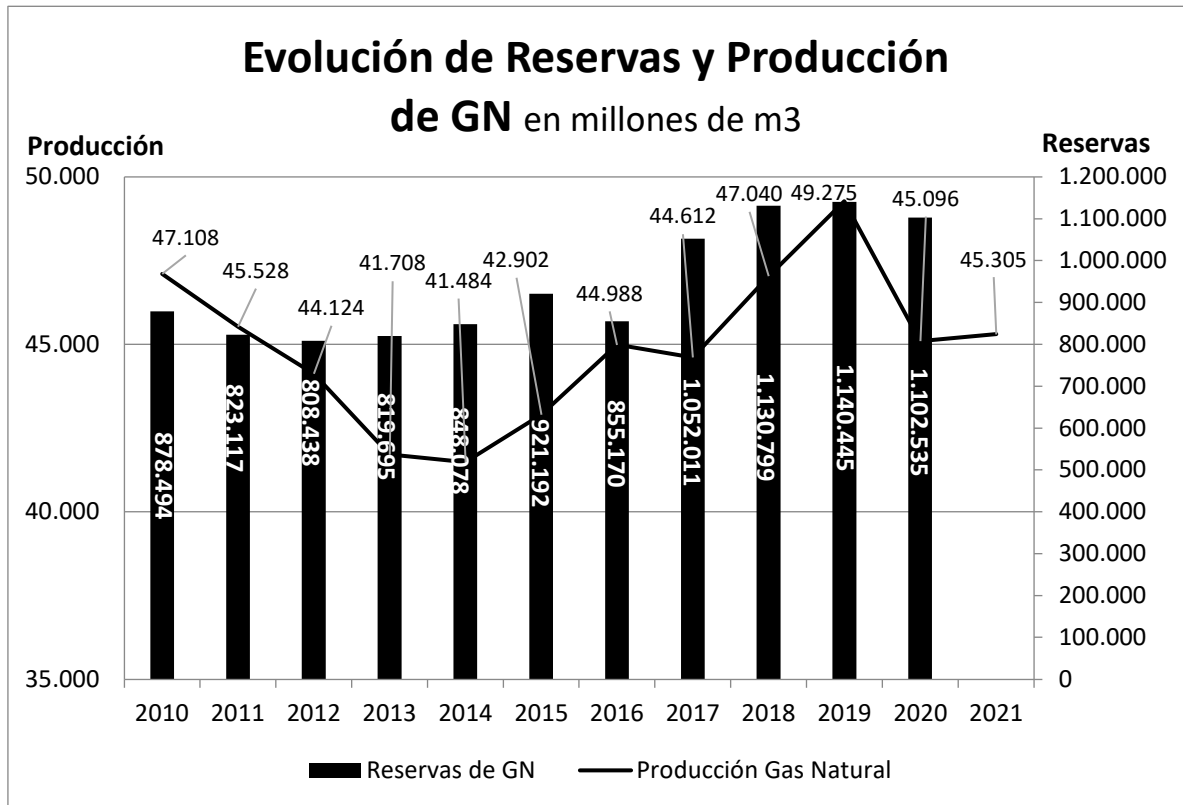
Resolución N° 370/2022. Habilitación de contratos entre Generadores MATER y Distribuidores.

Con fecha 13 de mayo de 2022 se dictó la Res N° 370/2022, a través de la cual se habilitaron los contratos entre Generadores y Distribuidores en el Mercado a Término de Energía Renovables (MATER).

La resolución permite a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas con consumos mayores o iguales a 300 KW (GUDIs).

4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

Gas Natural



Fuente: SE – No existe información disponible de las reservas para el año 2021

En el 2021 la producción total país de gas natural fue de 45.305 millones de m³, representando un aumento del 0,5% respecto de los volúmenes producidos en 2020. Esta variación se debe principalmente al PlanGas, sobre todo en la producción proveniente de la Cuenca Neuquina. Entre los años 2019 y 2020 había declinado la producción de todas las cuencas del país producto de la menor actividad por la caída de los precios del mercado y la contracción de la demanda producto del Covid-19.

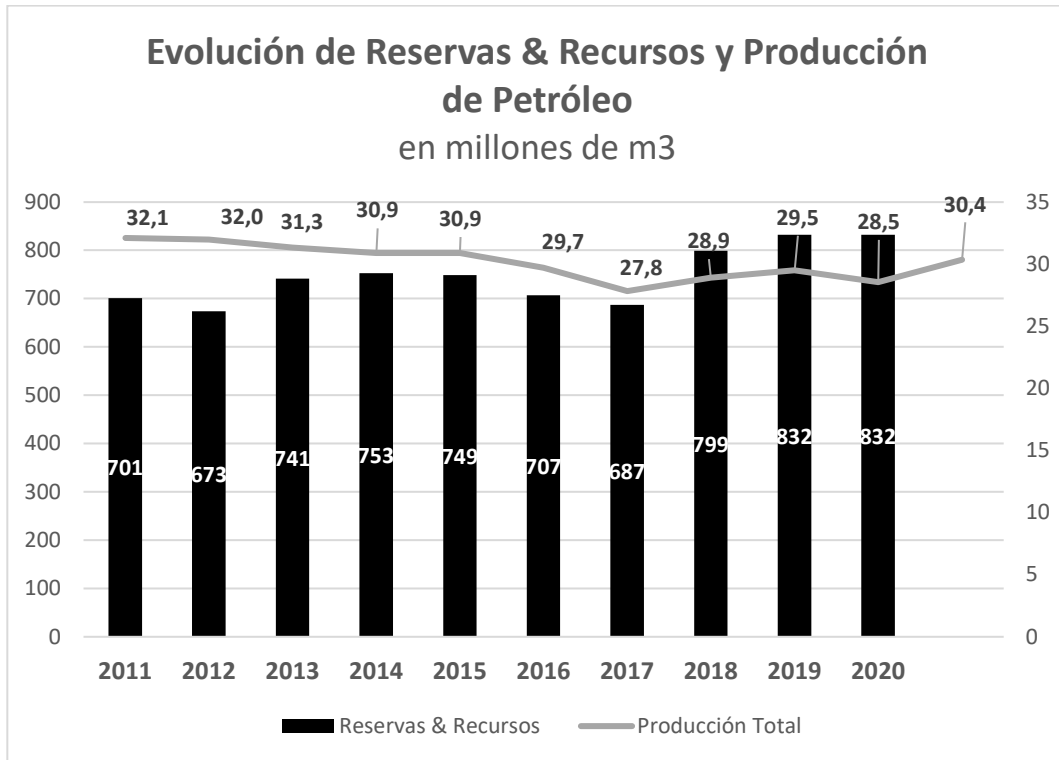
En el mes de abril de 2022 la producción total país de gas natural fue de 127,3 millones de m³/día, representando un aumento del 11,5% respecto de los volúmenes producidos en el mes de abril 2021. La producción de gas no convencional al 30 de abril de 2022 aumentó un 41,5%, llegando a 67,5 millones de m³/día, mientras que se registraron 47,7 millones de m³/día en abril del 2021.

Las importaciones de gas disminuyeron 4,6%, 7,064 millones de m³ importados durante el año 2021, mientras que en el año anterior se importaron 7.406 millones de m³, principalmente por la mayor oferta de gas local a pesar del leve aumento de la demanda doméstica.

De acuerdo con la última información anual publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2020 el total de las reservas y recursos de gas natural en el país ascendían a 1.102.535 millones de m³, de las cuales el 36,0% correspondían a reservas comprobadas. En comparación con el mismo dato al 31 de diciembre de 2019, las reservas y recursos totales experimentaron una disminución del 3,3%.

No existe información disponible de las reservas total país al 31 de diciembre de 2021.

Petróleo

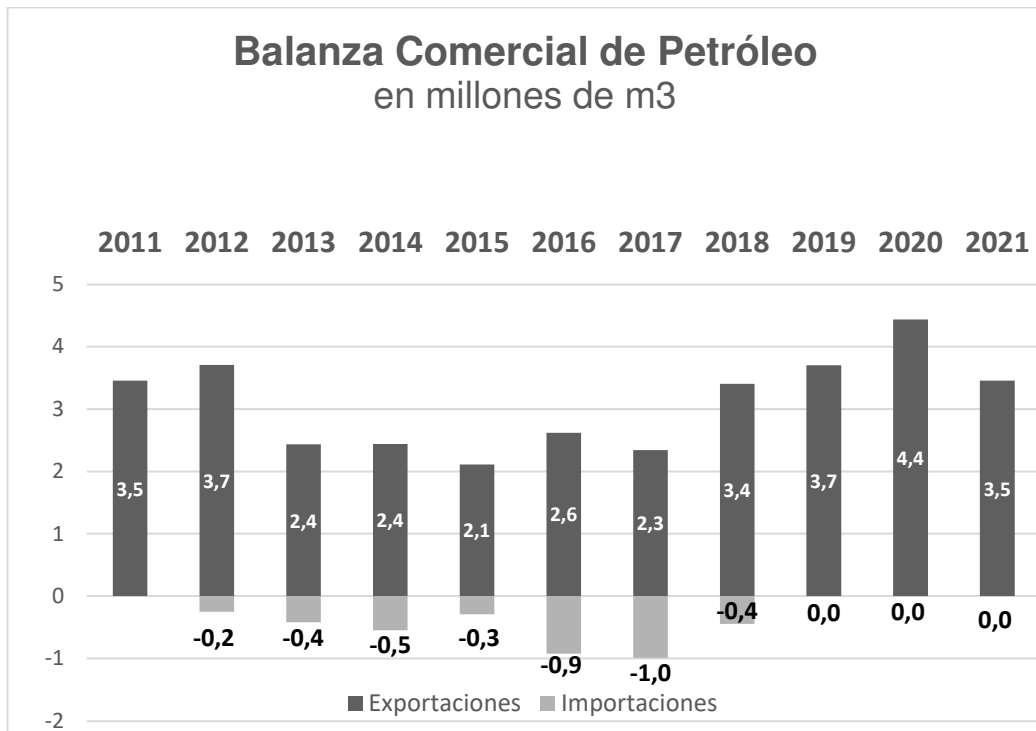


Fuente: SE - No existe información disponible de las reservas y recursos para el año 2021

De acuerdo con los datos publicados por la SE, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2021 fue de 30,4 millones de m³, 6,4% superior a la registrada en el 2020, producto fundamentalmente del recupero de la demanda luego de la contracción sufrida en el año 2020 por el impacto del Covid-19. La producción correspondiente a la Cuenca del Golfo San Jorge asciende al 39,2% de la producción total del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 53,2%.

Las reservas y recursos totales del país al 31 de diciembre de 2020 ascendían a 832 millones de m³. En comparación interanual, las reservas y recursos totales se mantuvieron en niveles similares.

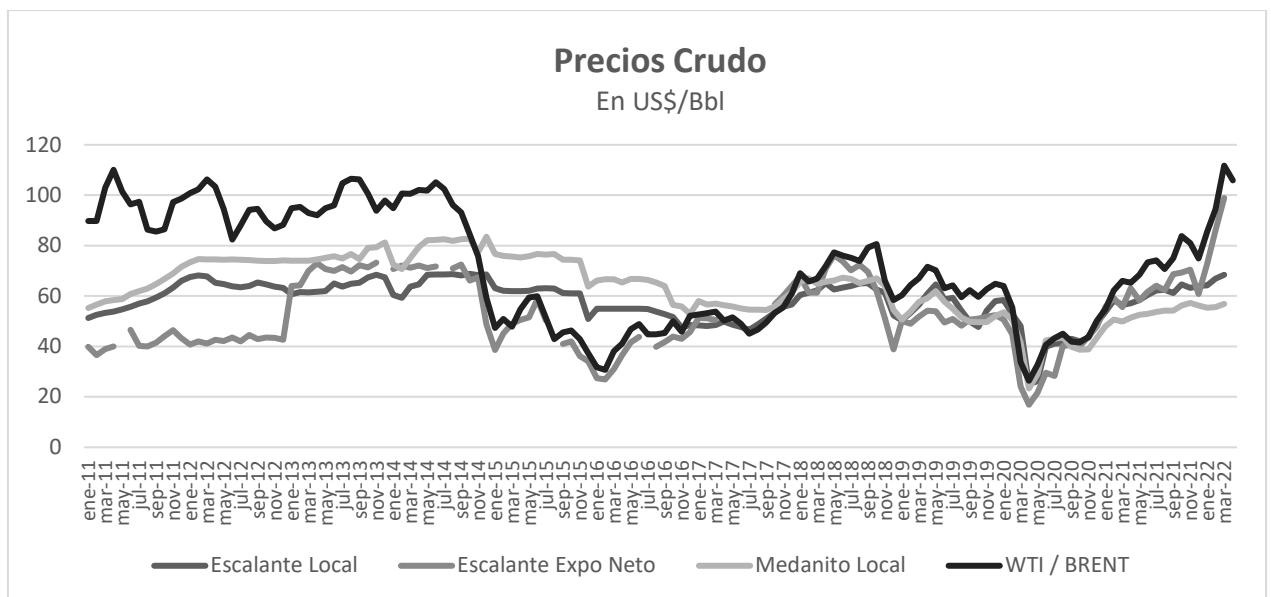
No existe información disponible de las reservas y recursos total país al 31 de diciembre de 2021.



Fuente: SE

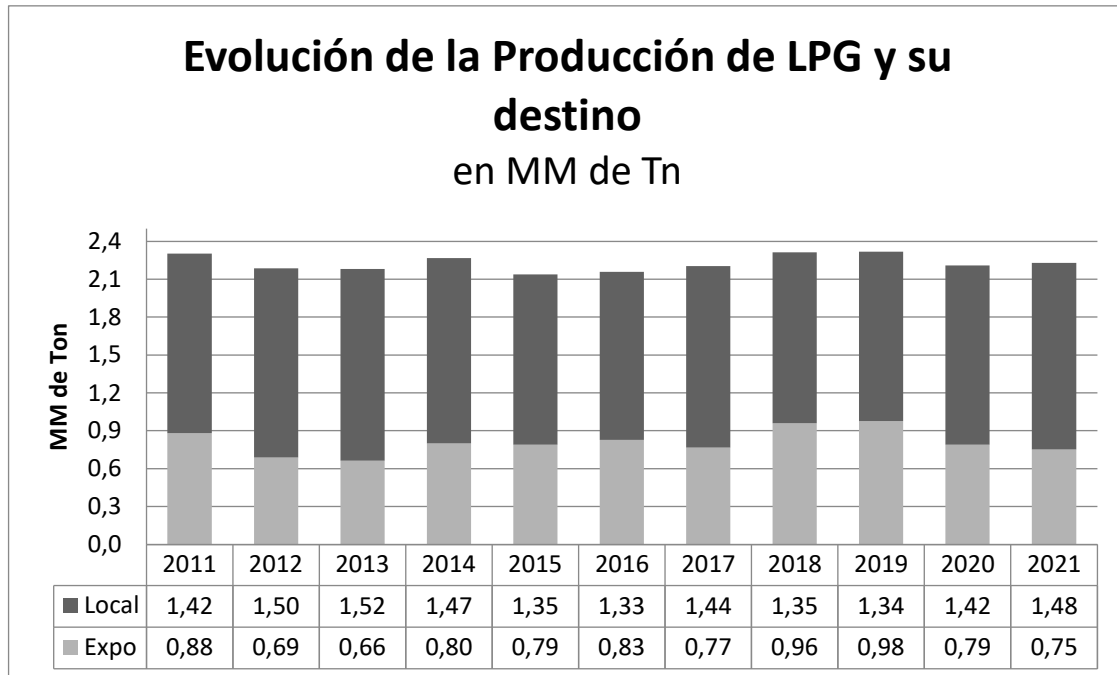
Durante los años 2019, 2020 y 2021, y según la información publicada por la SE, no se registraron importaciones de petróleo, mientras que en el 2018 las mismas fueron de aproximadamente 0,4 millones de m³. Las exportaciones disminuyeron un 22,1 % respecto del año 2020, habiéndose exportado 3,5 millones de m³ de petróleo, lo cual representa un 11,4% de la producción total del país en el año.

Evolución de los precios del petróleo en la Argentina



Fuente: SE

LPG



Fuente: SE

Respecto del año anterior la producción total país de propano y butano aumentó un 1,0% durante el año 2021, llegando a 2,23 millones de Tn. El 51% de dicha producción corresponde a gas butano, mientras que el 49% restante es gas propano, según lo informa el SE.

Las exportaciones registraron disminuciones en 19,2% y 4,6%, entre 2019 y 2020 y entre 2020 y 2021, respectivamente.

Las ventas en el mercado local representan el 66% del total de la producción del año 2021, mientras que el 34% restante fue exportado principalmente a Brasil, Chile, Senegal y Perú.

Marco Regulatorio – Principales tópicos

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 a partir del 2007, con la promulgación de la llamada Ley Corta N° 26.197.

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 a 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.

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.

En función del contexto económico que atraviesa el país mencionado en Nota 1, con fecha 18 de mayo de 2020 se emitió el Decreto N° 488/2020, publicado en el Boletín Oficial el 19 de mayo de 2020, mediante el cual el Poder Ejecutivo Nacional estableció que las entregas de crudo que se efectúen en el mercado local entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2020 deberían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores tomando un valor de referencia para el crudo tipo Medanita de US\$ 45 / bbl. El artículo 1° de esta norma (que se contradice con lo que expresamente determina la Ley 17.319 respecto de que el precio base de cálculo para el pago de regalías debe ser el efectivamente percibido) quedó sin efecto cuando la cotización del Brent superó dicho valor durante diez días consecutivos, hecho que ocurrió a fines de agosto de 2020.



Se había facultado a la Secretaría de Energía para la modificación trimestral del precio de referencia como así también la revisión periódica del alcance de la medida dispuesta sobre la base de parámetros de volumen de producción y de niveles de actividad e inversión. Asimismo, el decreto dispuso que durante la vigencia del mismo las empresas productoras deben:

- 1) Sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019
- 2) Cumplir con el plan anual de inversiones;
- 3) No acceder al mercado de cambios para la formación de activos externos ni adquirir títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior; y
- 4) Aplicar el precio fijado en todos los casos para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas.

Sin perjuicio de lo expuesto, se mantienen vigentes sus disposiciones en cuanto a los porcentajes a abonar en concepto de derechos de exportación, tal como se explica en el siguiente punto.

Derechos de Exportación

Mediante el Decreto 793/2018 de fecha 3 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional fijó hasta el 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM), entre ellas el conjunto de hidrocarburos que comercializa la Sociedad. El derecho establecido no podría exceder de \$4/US\$ del valor imponible o del precio oficial FOB.

Mediante Decreto N° 37/19 del Poder Ejecutivo Nacional publicado en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB como derechos de exportación de acuerdo con el Decreto N° 793/18. En consecuencia, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos pasó a ser del 12% sin tope alguno.

Por otra parte, mediante la Ley N° 27.541 publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las alícuotas de los derechos de exportación aplicables a hidrocarburos y minería no podían superar el 8% del valor imponible o del precio FOB. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12%. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

Por último, el Decreto N° 488/2020 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 18 de mayo de 2020, establece un esquema para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación, dejando sin efecto toda norma que se oponga a ello, a cuyos efectos se definen las siguientes variables:

- a. Valor Base (VB): US\$ 45/bbl.
- b. Valor de Referencia (VR): US\$ 60/bbl.
- c. Precio Internacional (PI): el último día hábil de cada mes la Secretaría de Energía publicará la cotización del precio del barril "ICE Brent primera línea", considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures Settlements".



En base a estas definiciones, establece para los derechos de exportación:

- Una alícuota del 0% en los casos en que el PI sea igual o inferior al VB.
- Una alícuota del 8% en los casos en que el PI sea igual o superior al VR.
- En los casos en que el PI se encuentre comprendido entre el VB y el VR, la alícuota se determinará utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \frac{\text{PI} - \text{VB}}{\text{VR} - \text{VB}} \times 8\%$$

Gas Natural

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.

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. El Programa tuvo vigencia desde la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución 46-E/2017 hasta el 31 de diciembre de 2021.

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 y con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa. El plan de inversión comprometido se encuentra cumplido con una inversión total de millones de US\$ 127,5.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

La Sociedad ha presentado las declaraciones juradas por la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – diciembre 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – diciembre 2021 por un monto aproximado de \$ 3.585,6 millones (expresado en moneda histórica). La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017, cuyo importe ascendió a \$ 846,9 millones y 2.206,6 millones al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente (ver Notas 3.17 y 7). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado la totalidad de las compensaciones mencionadas.



Resolución 12/2019 SEN

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/2019 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/2018, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-05333189-APN-SE#MDP- Mecanismos para la provisión de Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista en las subastas

El 24 de enero de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-05333189-APN-SE#MDP, la cual instruye a CAMMESA a incluir en las Condiciones Generales y Particulares de los Concursos, cláusulas que impliquen la obligación de entrega de los volúmenes adjudicados y nominados por CAMMESA.

Sin perjuicio de aún mantenerse los Concursos de CAMMESA, desde el año 2021 la mayoría del gas provisto a CAMMESA proviene del Plan Gas.

Decreto 892/2020 – Plan de Promoción de la producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 – Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía Concurso Público Nacional. Convocatoria – Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía – Adjudicación del Concurso Público.

Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el Plan de Promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 (el “Plan Gas 2020-2024”), basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan.

El Plan Gas 2020-2024 se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras de gas, así como también de CAMMESA y de empresas prestadoras de servicio público de distribución y subdistribución de gas que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras.

El Plan establece las siguientes pautas, criterios y condiciones principales:

- a. Volumen: base total de 70 MM m³/día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema. La apertura del volumen por cuenca es la siguiente: Cuenca Austral 20 MM m³/día, Cuenca Neuquina 47,2 MM m³/día y Cuenca Noroeste 2,8 MM m³/día.
- b. Plazo: 4 años iniciando en enero de 2021. Para los proyectos costa afuera el plazo será de hasta 8 años.
- c. Exportaciones: las empresas productoras adjudicadas pueden contar con condiciones preferenciales de exportación por hasta un volumen total de 11 MM m³/día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal.
- d. Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares son negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.
- e. Los productores deben comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales.
- f. Valor agregado nacional y planes de inversión: las empresas productoras intervinientes cumplirán con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional tanto en materia de empleo, provisión de bienes y servicios.
- g. En caso de incumplimiento por parte de los productores, en función del tipo de incumplimiento, estos percibirán un precio menor, serán pasibles de penalidades y hasta podrán ser excluidos del Plan Gas 2020-2024.



- h. Los productores oferentes podrán renunciar –total o parcialmente- o no a los volúmenes comprometidos bajo las Resoluciones Nros. 46 /2017, 419 /2017 y 447/2017.

Por su parte, la Secretaría de Energía instrumentó el Plan Gas 2020-2024 mediante Resolución N° 317/2020 publicada en el Boletín Oficial de la Nación el 24 de noviembre de 2020.

El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el punto de Ingreso al Sistema de Transporte ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados.

La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SEN N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución N°. 46/2017.

El 30 de diciembre 2020 se publicó la Res N° 447/2020 por la cual se aprueban las asignaciones de volúmenes de gas natural adjudicados por el Art 2° de la Res N° 391/2020, por productor, licenciataria de distribución y/o subdistribución y cuenca de origen.

Resolución 360/2021. Nuevo régimen de exportaciones de gas natural

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 360/2021 publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2021, estableció que las exportaciones de gas natural a las que refiere el art. 3 de la Ley N° 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el “Procedimiento de Exportación”) derogando para ello la Res SE N° 417/2019 y la Disposición N°284/2019 de la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles.

La Resolución fue adoptada en el marco del Plan Gas 2020-2024, previsto en el Anexo del Decreto N° 892/2020, que establece en su art. 4 inciso c) que podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno. En caso de ser otorgada la autorización, las exportaciones analizadas adquieren carácter de “firme” y ya no podrán ser interrumpidas por la Secretaría de Energía.

Res 984/2021 y Res 1091/2021. Ronda 3 del Plan Gas 2020-2024

El 21 de octubre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 984/2021 de la Secretaría de Energía, que convocó a la Ronda 3 del concurso público nacional para el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (“Plan Gas 2020-2024 Ronda 3”) cuyo objetivo fue el de completar 70 MMm³/d.

Las ofertas bajo la Ronda 3 fueron presentadas el 2 de noviembre de 2021 y, mediante la Resolución N° 1091/2021 de la Secretaría de Energía (publicada en el Boletín Oficial el 12 de noviembre de 2021), se adjudicaron los volúmenes adicionales a ser inyectados desde la cuenca Neuquina y se aprobaron los precios allí previstos. En total se adjudicaron 3 MMm³/d para los meses de mayo 2022 a diciembre 2024. El concurso se declaró desierto respecto de las cuencas Noroeste y Austral. La Sociedad no presentó oferta alguna.

Resolución 67/2022. Gasoducto Néstor Kirchner

El 7 de febrero de 2022 se publicó la Res N° 67/2022 por la cual se declara de interés público nacional la construcción del Gasoducto Néstor Kirchner como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural con punto de partida en las proximidades de Tratayen, Provincia del Neuquén, hasta las proximidades de San Jerónimo, Provincia de Santa Fe.



Resolución N° 235/2022 y Res N° 403/2022. Audiencia pública y actualización de los precios del gas natural

A través de la Resolución SE N°235/2022 publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, se convocó a Audiencia Pública para el tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023.

El 28 de mayo de 2022 el Ministerio de Economía de la Nación, mediante la Secretaría de Energía, publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 403/2022 con los nuevos cuadros tarifarios correspondientes a la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) aplicables a partir del 1° de junio de 2022.

DNU 227/2022. Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos

El 27 de mayo de 2022 el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, por el cual se establecieron los términos y condiciones del nuevo Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos para impulsar inversiones en el sector. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros se encuentra pendiente de reglamentación.

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 N° SEN 1070/2008 y 1071/2008

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 34.2 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 34.2 a.2).

Res SEN N° 77/2012

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 34.2 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 ha impugnado la aplicación de dichos programas.

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecido por la Resolución 249/2021, de la Secretaría de Energía, vigentes al 30 de abril de 2021 quedaron establecidos en \$/tn 12.626,60 para el butano y \$/tn 12.626,60 para el propano.

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 (expresado en moneda histórica). 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 (expresado en moneda histórica).

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 G-P - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios. Sin perjuicio de ello, la Sociedad realizó entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes, indicando también que esa dependencia se encuentra abocada a las tareas tendientes a extender la vigencia del Acuerdo al menos hasta el 30 de junio de 2020.

En el mes de agosto de 2020 se firmó el Décimo Séptimo 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 2020). A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a unos precios salida de planta (“Precio Acordado”) iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resulten de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, La Pampa, en el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del “Resto País” a un precio establecido en \$/TM 8.937.



Las Empresas Productoras recibirán una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se considerará la diferencia entre: i) los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes a los Precios Acordados; y ii) los ingresos netos que se hubieran obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio "GLP-Paridad de Exportación.

Posteriormente se firmaron las prórrogas Décimo Octava (con vencimiento 31/12/2021) y la Décimo Novena al Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (con vencimiento 31/12/2022) manteniendo las condiciones indicadas en el Décimo Séptimo Acuerdo de Prórroga.

Mercado externo

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/2018 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso. Actualmente la Aduana liquida los derechos de exportación al 8% en función de lo dispuesto por el Decreto N° 488/2020.

5. Medio Ambiente - Sustentabilidad

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.

Para la Sociedad, la seguridad de su personal y el medio ambiente han sido desde siempre temas en los que se ha puesto especial atención y, en tal sentido, cada una de las áreas que Capex opera cuenta con una política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente con sus principios básicos de los cuales se retroalimenta todo su sistema de gestión. En este sentido se cumple con las regulaciones que en ambas disciplinas han sido dictadas por los organismos de aplicación para esta industria. También se tienen en cuenta las distintas normas que no son de aplicación obligatoria pero que ayudan a mejorar la gestión tanto de seguridad como ambiental. Tal es el caso de las normas IRAM y las del IAPG que aplican directamente a la industria petrolera y gasífera.

A su vez, la Sociedad posee procedimientos que le permiten gestionar de manera eficiente los objetivos ambientales y de seguridad que se plantean anualmente, así como el cumplimiento de los requisitos legales y de consultas de terceros, ya sea de autoridades ambientales, de partes interesadas o de los superficiarios (dueños de los terrenos donde se desarrolla la actividad) según el contexto identificado por la organización.

Sumado a esto, también existen procedimientos operativos mediante los cuales se pautan las tareas que se llevan a cabo en el campo, a los efectos de minimizar y prevenir cualquier impacto o riesgo ya identificado y poder responder adecuada y rápidamente ante aquéllos que, por su naturaleza, no están contemplados en los análisis de riesgos de cada área.



Estos procedimientos operativos incluyen los planes de contingencias en los que se definen las acciones para dar respuesta inmediata a los posibles incidentes ambientales o accidentes personales.

Anualmente, consultores independientes producen informes ambientales referidos a los relevamientos realizados, en los que se evalúa el estado de las instalaciones, el impacto ambiental de las tareas efectuadas, el impacto ambiental asociado a obras nuevas y la satisfacción de las normativas legales vigentes. Lo propio acontece en lo referido a seguridad, teniendo en este caso tanto auditorías privadas como de entes públicos.

Se realizan rutinas de análisis periódicos de parámetros ambientales con el objetivo de cumplir con las normativas vigentes.

En la actualidad, Capex cuenta con operaciones en tres provincias: Neuquén, Río Negro y Chubut. En todas estas provincias Capex cuenta con responsables ambientales que se encargan del seguimiento y control de los planes de gestión ambiental.

En las operaciones que tiene Capex en la provincia del Neuquén, el Sistema de Gestión Ambiental ("SGA") elaborado bajo el estándar ISO 14001:2015 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 CT ADC, y en enero de 2018 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP. Ya en el mes de mayo de 2019 se recertificó la norma ISO 14001:2015, dentro del alcance de la Planta Generadora de Energía Eléctrica y en diciembre del año 2020, se recertificó el alcance de Yacimiento en todas sus operaciones juntamente con 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 inspeccionada por entes públicos (ENRE), ya sea por sí mismos o por universidades habilitadas y contratadas para tal fin. Dichas intervenciones 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.

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 (USIJI)*" como reductor de emisiones de efecto invernadero y el reconocimiento de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta.



Durante el presente ejercicio se continuó con la rutina de monitoreos periódicos de gases de escape con el objeto de cumplir con las normativas vigentes y así controlar 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 7,885 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, incorporando este año 2022 media hectárea adicional a las ya recuperadas.

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 gestión de los residuos de cutting - lodos y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo. En la actualidad, se dará inicio al tratamiento de 1500 M³ de tierras.

Durante el 2020 se realizaron cambios en la gestión de residuos del área tendientes a optimizar recursos y poder hacer más eficiente el proceso. Se readecuaron los recipientes para la disposición y almacenamiento transitorio, se realizó recambio de cartelería y capacitación de personal propio y contratista.

Por otro lado, 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 optimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, de manera tal que los posibles descartes del proceso de la central térmica, se aprovechen en los procesos de operación de yacimiento (tanto en plantas como en equipos de perforación), reduciendo al mínimo el consumo de ese recurso vital; asimismo, se realizaron los ajustes oportunos, para disminuir el consumo de energía por auxiliares de planta.

Se consideró de suma importancia la revisión de cada práctica y la identificación de mejoras en las áreas más recientes que Capex comenzó a operar en la provincia de Río Negro.

De esta manera, continuamente se revisa cada proceso en búsqueda de mayor sustentabilidad y eficiencia. Ejemplo de esto es la gestión de cutting y lodos de perforación, la gestión de residuos y la gestión de permisos ambientales efectuados en las áreas de Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga.

Alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales que son muy escasos en estas áreas y racionalizar el consumo de energía, Capex tiene como prioridad evaluar cada desarrollo en detalle para identificar posibles ahorros en este sentido.

Con respecto a las áreas de Chubut, el manejo ambiental es similar a lo descrito hasta el momento, haciendo mucho hincapié en el monitoreo de aguas subterráneas, a través de muestreos anuales del agua contenida en los freáticos distribuidos estratégicamente en todos los yacimientos, en función de las instalaciones operativas como ser baterías y plantas de procesamiento de petróleo y gas.

El año pasado se lograron revegetar 3.000 m² con especies nativas en tareas de revegetación de áreas.



En cuanto a la reducción de consumos de agua dulce, y en particular en el yacimiento Pampa del Castillo, Capex realizó una adecuación de las plantas de tratamientos de efluentes cloacales con el objetivo de reutilizar el agua dulce tratada para tareas operativas, como riego de caminos y construcción de nuevas locaciones de pozos.

En el área Bella Vista Oeste, de reciente incorporación, se está trabajando en la implementación de todos los lineamientos y la gestión que se realiza en el resto de las áreas de Chubut.

Durante el tiempo de operación transcurrido, la gestión ambiental ha logrado mantenerse enfocada en los objetivos que la Compañía persigue, siendo uno de los principales el cumplimiento de la legislación vigente. Por ello, ha logrado obtener inscripciones en registros ambientales de las Autoridades de Aplicación, adecuando las instalaciones de gestión ambiental a lo requerido por éstas. Por otro lado, se ha cumplimentado con los pasos necesarios para aprobaciones de estudios ambientales que permiten ejecutar las obras necesarias para desarrollar el yacimiento. Además, ha mantenido una relación de alto compromiso con los superficiarios de la zona, los cuales han acompañado al incipiente desarrollo de esta área.

Respecto de las acciones llevadas a cabo con el objetivo de minimizar el riesgo de contagio del COVID-19 y evitar así la propagación del mismo, preservando el estado de salud de todo el personal, se han implementado desde el inicio de la pandemia, distintos protocolos que cubren cada una de las actividades y que indican las medidas de prevención generales y particulares a aplicar.

Estos protocolos fueron desarrollados teniendo en cuenta las recomendaciones de la OMS y de los organismos de salud, tanto nacionales como provinciales, contando con el apoyo de los médicos laborales que trabajan para la sociedad. Los mismos son actualizados a medida que se van conociendo la dinámica de la enfermedad y en concordancia con la legislación vigente.

Además, se realizaron importantes campañas de difusión y capacitación a todo el personal, se distribuyeron los elementos de protección personales (EPP) adecuados para este tipo de riesgo y se adecuaron las metodologías de trabajo en todas las áreas, tanto desde el punto de vista operativo como de logística. Para cerrar el proceso, se realizan auditorías de manera permanente que permiten asegurar el cumplimiento de las medidas de prevención, identificar posibles desvíos e implementar medidas correctivas.

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 seguridad, control interno y brindando información oportuna y confiable.

Se creó el área de Seguridad Informática, lo que permitió integrar todas las iniciativas y procesos existentes dentro de un programa integral para la compañía. Entre otras acciones se realizaron distintos análisis de vulnerabilidades, se actualizó el Marco Normativo de IT de la compañía, reforzando acciones tendientes a minimizar las contingencias que puedan afectar al negocio.

Asimismo, se continuó con el desarrollo del Plan de Concientización en Ciberseguridad a usuarios, con campañas de capacitación y evaluación del personal.

Se llevó adelante el Análisis de Riesgos y Controles de Infraestructuras Industriales de la Compañía. A partir del mismo se elaborará el plan de mejoras correspondiente para los próximos años.

Con relación a los procesos administrativos, se inició la implementación de la solución para automatizar los procesos de Abastecimiento y Cuentas por Pagar a través de "EBuyPlace" que se desplegará a través de diversos módulos en toda la Compañía.



Respecto de otras mejoras de los procesos de administración y finanzas, se finalizó con la implementación de la solución del “Ajuste por Inflación Contable”, “Circuitos de exportación”, entre otras necesidades que fueron identificadas en ciclos anteriores.

Asimismo, se puso en marcha y se extenderá al próximo ejercicio, la implementación de mejoras y automatizaciones de módulos impositivos, conciliaciones y gastos bancarios, el “upgrade” de la versión del sistema de gestión financiera de activos y pasivos –“FPA” y la elaboración del “roadmap” para lograr la automatización de sistemas de accesos y gestión de personas.

En relación con las mejoras y automatización de Sistemas Técnicos, se finalizó con la implementación del nuevo sistema de Registración de Tareas de Perforación, Terminación y Mantenimiento de pozos para las operaciones de Agua del Cajón, Loma Negra, La Yesera, Puesto Zúñiga y para el área de exploración Parva Negra Oeste. Esto último dará por finalizado el proyecto completo de la Compañía, integrándose con las implementaciones realizadas durante el ejercicio anterior en las áreas Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste.

Se implementó en el Sistema de Operaciones Petroleras un nuevo módulo para la dosificación de químicos en las áreas de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste. Esto brinda el beneficio para el seguimiento y control de productos inyectados en plantas.

Se finalizó la implementación del Sistema de Recorridas Operativas que permite la recolección de datos de campo a través de dispositivos móviles, que pueden estar “off line” y sincronizar al momento de obtener señal para el yacimiento de Agua del Cajón y la Central Térmica. Dichos datos son después incorporados automáticamente a las distintas aplicaciones para su posterior explotación.

Se presentó y aprobó el proyecto para la actualización de las centrales telefónicas de toda la Compañía, mejorando los servicios de comunicaciones internas. Este proyecto se implementará el próximo ejercicio según el plan de trabajo definido.

Adicionalmente, durante el próximo ejercicio realizaremos la implementación de un nuevo módulo en el Sistema de Operaciones Petroleras para realizar el seguimiento de bombas que nos facilitará el monitoreo y control de cada una de ellas.

7. Recursos Humanos

Durante el ejercicio, la Sociedad mantuvo el foco en sus lineamientos estratégicos en materia de Recursos Humanos, focalizando la gestión en la transformación organizacional, la gestión del talento y del liderazgo, sin perder de vista el cuidado de las personas dentro del contexto de pandemia aún vigente, garantizando el funcionamiento y la efectividad de la organización

La Sociedad continuó sus esquemas de trabajo con modalidad remota en todas aquellas actividades que permitieron esta modalidad, y mixto con esquemas de rotación en las operaciones, con protocolos de estricto cumplimiento, para asegurar la continuidad del negocio. Se definieron esquemas de guardias mínimas para disminuir la exposición del personal propio y de contratistas. De esta manera, tanto la operación como la administración tuvieron continuidad de funcionamiento sin afectar al negocio ni exponer a riesgo a las personas, tanto empleados como contratistas.

En conjunto, con el departamento de Seguridad y Medio Ambiente, se continuó con la implementación de comunicaciones y entrenamientos específicos sobre los protocolos vigentes en materia de seguridad y prevención disponibles en la plataforma Success Factors (RH+), que fueron realizados por todos los empleados.

Se reforzó la comunicación al personal para prevenir contagios y fomentar la vacunación de acuerdo con la recomendación de la autoridad sanitaria.



Gestión del talento, fortalecimiento de habilidades de liderazgo y competencias críticas para el negocio:

Se implementaron acciones de formación de líderes con el objetivo de adquirir herramientas para poder conducir el contexto de cambio preservando la cultura organizacional y poder transmitirla en las nuevas incorporaciones. Se focalizó también en el desarrollo de la perspectiva estratégica y en habilidades de conducción críticas tendientes a movilizar y motivar a los equipos.

Impulsar el cambio y el alineamiento organizacional:

Se desarrollaron nuevos módulos de capacitación virtual a través de acciones de E-learning accesibles a todos los empleados a través de la plataforma RH+ para llevar a cabo las capacitaciones relacionadas con las áreas Seguridad y Medio Ambiente, Compliance, Seguridad Informática, Técnicas, Administrativas y Recursos Humanos.

Asimismo, se realizaron entrenamientos a distancia utilizando la tecnología de video conferencia, webinars y equipos de trabajo remotos para dar continuidad a la formación de los empleados.

Contar con una organización sustentable:

Continuamos trabajando en la estrategia de sucesión de puestos críticos definiendo acciones para el mediano / largo plazo, identificando nuevas estructuras organizativas actualizadas, puestos claves y mapas de sucesión que se implementarán a medida que se avance con los planes de desarrollo definidos.

Se continuó con el desarrollo de los programas de Salud Ocupacional focalizados en este momento en la prevención de contagios por Covid-19.

Se definieron líneas de acción comunicacional a través de las herramientas de comunicaciones internas con el objetivo de dar continuidad al fuerte sentido de pertenencia y valores centrales de la empresa.

Atracción y retención del talento:

Adaptamos los procesos presenciales de selección para gestionarlos de manera remota, poniendo foco en la efectividad en tiempos y calidad del proceso de selección. De esta manera pudimos dar continuidad a estos procesos, garantizando transparencia e igualdad de oportunidades, así como también permitiendo la gestión de búsquedas internas dentro de la organización.

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 la identificación de competencias críticas.

Afianzar las relaciones laborales dentro de un entorno productivo positivo:

En este escenario desafiante, supimos mantener sólidas relaciones y negociaciones abiertas y transparentes con los distintos actores (Sindicatos, Autoridades Provinciales y Nacionales, Intendencias) que operan en la Cuenca de Neuquén y Río Negro, así como también en la Cuenca del Golfo, con el fin de asegurar el mantenimiento de la paz social. 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, poniendo énfasis en este particular momento en el cuidado de las personas y el respeto por los protocolos sanitarios.

Participamos en los procesos de negociación de paritarias salariales tanto en el ámbito del petróleo y gas en ambas cuencas, como en el de la energía eléctrica.



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

Para el mediano plazo, hemos definido líneas de acción que acompañen los cambios y nuevos negocios. Para ello, nos focalizaremos en el fortalecimiento de los cuadros directivos de más alto nivel, en su formación estratégica y de liderazgo adaptativo, de modo tal que aseguren el alineamiento de toda la organización con sus definiciones de crecimiento y sustentabilidad a largo plazo, así como también en la actualización de las estructuras organizativas, de modo de contar con una mejor respuesta a los desafíos que presentará el negocio en el mediano y largo plazo.

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

8. Situación Financiera

El Grupo basa su estrategia financiera en mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde con la generación de caja de sus negocios.

Dentro de esa estrategia, el Grupo tiene estructurado el 97,5% de sus deudas financieras sobre la base de la emisión en mayo 2017 de Obligaciones Negociables Clase 2 a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital (US\$ 300 millones) en una cuota en mayo de 2024.

Adicionalmente, desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad procedió a la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase 2 por un monto total de valor nominal de US\$ 61.154.000.

Al de 30 de abril de 2022 y 2021 el capital adeudado en concepto de Obligaciones Negociables Clase 2 asciende a US\$ 300.000.000. El monto de Obligaciones Negociables Clase 2 recompradas por la Sociedad se encuentra en cartera.

Por otro lado, el Grupo ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de sus pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo a su vez los excedentes de efectivo en cuentas que generen resultados, escogiendo instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

La deuda financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2022 se encuentra estructurada de la siguiente forma:

Cifras en \$miles

Deuda bancaria y financiera	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (ON)	(876.186)	(27.541.332)	(28.417.518)
Descubiertos bancarios	(432.837)	-	(432.837)
Préstamos bancarios	(289.650)	-	(289.650)
Comisiones, gastos a devengar y garantías	57.042	58.671	115.713
Total	(1.541.631)	(27.482.661)	(29.024.292)



La posición de liquidez de la Sociedad y sus subsidiarias se encuentra invertida en los siguientes instrumentos financieros:

Cifras en \$miles

Caja y bancos / Inversiones	Corriente	No corriente	Total
Caja y bancos	649.666	-	649.666
Fondos comunes de inversión	559.522	-	559.522
Cuenta remunerada	175.841	-	175.841
Plazos fijos	6.625.794	3.236.861	9.862.655
Total	8.010.823	3.236.861	11.247.684

Cifras en \$miles

Posición neta	Corriente	No corriente	Total
Total	6.469.192	(24.245.800)	(17.776.608)

Calificación de las Obligaciones Negociables Clase 2

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros las Obligaciones Negociables Clase 2 tienen una calificación internacional de “CCC+/RR4” y “CCC+” por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente y una calificación local de “A+” y “raBBB-”, por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente.

9. Resultados del ejercicio

El siguiente cuadro resume los índices consolidados obtenidos durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 en comparación con el ejercicio anterior:

Indices	30.04.2022	30.04.2021
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo)	0,86	0,70
Endeudamiento (Pasivo / Patrimonio Neto)	1,16	1,42
Liquidez corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,34	1,69
Prueba ácida (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	1,09	1,55
Razón del patrimonio al activo (Patrimonio neto / Activo total)	0,46	0,41
Razón de inmovilización de activos (Activo no corriente / Activo total)	0,81	0,80
Rentabilidad del activo o económica (Utilidad bruta / Activo total)	0,22	0,12
Rentabilidad del patrimonio o financiera (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	0,05	(0,06)
Rentabilidad ordinaria de la inversión (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	0,260	(0,002)
Apalancamiento financiero (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	0,23	(0,50)
Rotación de activos (Ventas / Activo total)	0,44	0,29

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Ingresos	39.810.731	28.371.415	11.439.316	40,3%
Costo de ingresos	(19.549.999)	(16.324.135)	(3.225.864)	-19,8%
Resultado bruto	20.260.732	12.047.280	8.213.452	68,2%
Gastos de comercialización	(7.052.950)	(4.527.315)	(2.525.635)	-55,8%
Gastos de administración	(2.076.299)	(1.700.495)	(375.804)	-22,1%
Otros egresos operativos netos	(509.801)	(4.562.154)	4.052.353	88,8%
Resultado operativo	10.621.682	1.257.316	9.364.366	744,8%
Ingresos financieros	4.781.251	9.408.097	(4.626.846)	-49,2%
Costos financieros	(12.197.559)	(19.784.799)	7.587.240	38,3%
Otros resultados financieros	48.763	50.302	(1.539)	-3,1%
Otros resultados financieros RECPAM	7.171.836	8.985.360	(1.813.524)	-20,2%
Resultados financieros, neto	(195.709)	(1.341.040)	1.145.331	85,4%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	10.425.973	(83.724)	10.509.697	12.552,3%
Impuesto a las ganancias	(5.722.882)	(889.177)	(4.833.705)	-543,6%
Resultado neto del ejercicio	4.703.091	(972.901)	5.675.992	583,4%
Con imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	-	(195.166)	195.166	100,0%
Sin imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(2.439.136)	(1.434.975)	(1.004.161)	-70,0%
Resultado integral del ejercicio	2.263.955	(2.603.042)	4.866.997	187,0%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2021 que se exponen surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2022, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2022.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2022 con respecto al 30 de abril de 2021, fue la siguiente:

- El Resultado Bruto ascendió a \$ 20.260.732 (ganancia), representando un 50,9% de los ingresos, en comparación con los 12.047.280 (ganancia) o 42,5% de los ingresos al 30 de abril de 2021. El resultado bruto aumentó en un 68,2%.
- El Resultado Operativo ascendió a \$ 10.621.682 (ganancia) en comparación con \$ 1.257.316 (ganancia) del ejercicio anterior. El segmento petróleo y gas arrojó un resultado positivo al 30 de abril de 2022 como consecuencia de : (i) un aumento de los precios y la cantidad de petróleo vendido en el mercado local e internacional luego del impacto del COVID-19 que generó una fuerte retracción de la demanda de petróleo en los primeros meses del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, y (ii) un mayor precio remunerado por el gas. Cabe aclarar, que al 30 de abril de 2021 se había registrado una desvalorización de los activos del segmento petróleo y gas por \$ 3.898.459 atribuibles al yacimiento Agua del Cajón, como consecuencia principalmente de la disminución del precio del gas durante dicho ejercicio. El segmento de energía eléctrica incrementó el resultado dada la mayor generación producto de:(i) en el presente ejercicio la gran sequía trajo aparejada una baja generación de energía hidráulica, y por lo tanto entraron en despacho todas las turbinas; (ii) durante los primeros meses del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 la CT ADC operó a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía, debido a la rotura de un transformador de la turbina de vapor 7.



- El Resultado Neto al 30 de abril de 2022 ascendió a \$ 4.703.091 (ganancia) en comparación con los \$ 972.901 (pérdida) del ejercicio anterior. Adicionalmente a lo mencionado, el resultado neto se vio afectado por el impuesto a las ganancias, producto de: i) el resultado fiscal ganancia, como consecuencia del incremento de la actividad y los mejores resultados obtenidos, ii) el ajuste por inflación impositivo, cuyo cómputo, a partir del presente ejercicio, no se difiere en cuotas, y iii) el incremento de la alícuota aplicable tanto sobre el resultado fiscal del ejercicio como de los activos y pasivos diferidos.
- Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos, estando expresada en valores reales, totalizaron \$ 2.439.136 (pérdida) en comparación con \$ 1.434.975 (pérdida) del ejercicio anterior, como consecuencia de la aplicación de la revaluación neta del ajuste por inflación y el efecto impositivo, de aquellos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.
- El resultado integral al 30 de abril de 2022 ascendió a \$ 2.263.955 (ganancia) en comparación con \$ 2.603.042 (pérdida) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.

Ingresos

Producto	30/04/22	30/04/21	Variación	
Energía				
Energía eléctrica CT ADC ⁽¹⁾	12.363.474	10.025.247	2.338.227	23,3%
Energía eléctrica eólica	988.066	1.198.462	(210.396)	-17,6%
Servicio de fásón de energía eléctrica	45.549	48.021	(2.472)	-5,1%
Gas	17.606	16.408	1.198	7,3%
Gas Programa estímulo	846.935	2.206.598	(1.359.663)	-61,6%
Petróleo	23.669.720	13.634.868	10.034.852	73,6%
Propano	1.358.623	743.960	614.663	82,6%
Butano	425.277	266.348	158.929	59,7%
Oxígeno	17.420	17.236	184	1,1%
Servicios	78.061	214.267	(136.206)	-63,6%
Total	39.810.731	28.371.415	11.439.316	40,3%

⁽¹⁾ Al 30 de abril de 2022 y 2021 se incluyen los ingresos generados por el gas propio, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustible Propio por \$ 4.860,9 millones y \$ 4.309,4 millones al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Al 30 de abril de 2022 también se incluye el volumen adjudicado a través del "Plan Gas 2020-2024".

Los ingresos al 30 de abril de 2022 aumentaron un 40,3% 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 \$ 2.338.227, representando un incremento del 23,3%, pasando de \$ 10.025.247 al 30 de abril de 2021 a \$ 12.363.474 al 30 de abril de 2022. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido en la CT ADC.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía aumentaron un 31,3%. Esta variación se debió principalmente al aumento en un 48,2 % de los GW vendidos producto de un aumento en la generación, ya que en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, la gran sequía trajo aparejada una baja generación de energía hidráulica, y por lo tanto entraron en despacho



todas las turbinas de la Sociedad. Adicionalmente, en los primeros tres meses del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 la CT ADC estuvo imposibilitada de operar a ciclo combinado, producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero 2020 (el mismo estuvo fuera de servicio hasta el 31 de julio de 2020). Este incremento se compensó parcialmente con la disminución del 11,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 1.819,2 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a \$/GWh 1.611,4 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022. Cabe destacar que con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res N° 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM previstos por la Res N° 31/2020 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente para la energía entregada desde febrero 2021. Este incremento tuvo impacto en los ingresos por energía por \$ 368.754 correspondiente al trimestre febrero-abril 2021, los cuales fueron registrados en el primer trimestre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022. A su vez, durante el mes de abril 2022, mediante la Resolución N° 238/2022, se incrementaron los valores de energía en un 30%, retroactivos a febrero de 2022 con un adicional del 10% a partir de junio de 2022. Los incrementos establecidos no han sido suficientes para compensar la inflación registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 que ascendió al 58%.

Los ingresos asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas propio consumido en la CT ADC aumentaron un 12,8%, debido al aumento del precio del gas por millón de btu, el cual se incrementó de un valor promedio de US\$ 1,90 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a un valor promedio de US\$ 2,52 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, como consecuencia de la aplicación de nuevos precios de referencia de combustibles, los precios máximos o “topes” para las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado en el “Plan Gas 2020-2024”, este último a partir del 1 de enero de 2021. El volumen de gas remunerado no sufrió variaciones significativas.

El ingreso por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados).

Los ingresos relacionados a la venta de energía eólica medidos en pesos disminuyeron en \$ 210.396, representando una disminución del 17,6%, pasando de \$ 1.198.462 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a \$ 988.066 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022. Esta disminución se debió a una menor cantidad de GWh vendidos, los cuales pasaron de 126,6 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a 116,4 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, debido a las restricciones significativas al despacho de ambos parques eólicos (principalmente el PED II) dado la entrada en operación de un nuevo parque en la zona y la capacidad de transporte existente. El contrato de venta del PED II con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2021, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas. Asimismo, el precio promedio de ventas fue de \$ 8.489,4 y \$ 9.466,5 por MWh al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente, la variación de los precios promedios de ventas se debe fundamentalmente a la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. Los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos meses continúe hasta la construcción de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares, lo que permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona. Si bien la mencionada obra forma parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, por el momento no cuenta con fecha cierta de ejecución.



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 disminuyeron en \$ 2.472, representando una disminución del 5,1%, pasando de \$ 48.021 al 30 de abril de 2021 a \$ 45.549 al 30 de abril de 2022. Esta disminución se produce por una disminución del precio de venta en un 14% por la menor evolución del tipo de cambio con relación a la inflación, debido a que la tarifa se encuentra expresada en dólares. Esta disminución se vio parcialmente compensada por un incremento del volumen vendido del 9,8%

c) Gas:

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina aumentó un 1,1%, pasando de 466.692 miles de m³ al 30 de abril de 2021 a 471.593 miles de m³ al 30 de abril de 2022. Capex procura sostener el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por los programas estímulos; sin embargo, la producción de gas del yacimiento ADC disminuyó un 6,2%. Por su parte, 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 aumentó en un 30,3%, pasando de un promedio de 254 miles de m³/día al 30 de abril de 2021 a un promedio de 331 miles de m³/día al 30 de abril de 2022.

Capex utiliza la mayor parte de su producción de gas para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y su procesamiento en la Planta de GLP. En el marco del Programa de estímulo a las inversiones en desarrollo de producción de gas proveniente de reservorios no convencionales, la Sociedad ha presentado las declaraciones juradas del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – diciembre 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – diciembre 2021 por un monto aproximado de \$ 3.585,6 millones (a valores históricos). La Sociedad ha registrado en el rubro "Ingresos" el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución N° 419 E/2017 por \$ 846.935 y \$ 2.206.598 al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado la totalidad de las compensaciones mencionadas.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 y 2021 Capex realizó ventas de gas por \$ 17.606 y \$ 16.408 correspondiente a la entrega de 677 miles de m³ y 2.238 miles de m³ de gas proveniente de las áreas Loma Negra y La Yesera, a un precio promedio de US\$/ m³ 0,1851 (o US\$ 5,0 millón de btu) y US\$/ m³ 0,04686 (o US\$ 1,3 millón de btu), respectivamente.

d) Petróleo:

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Mercado local	6.425.355	5.070.504	1.354.851	26,7%
Mercado externo	17.244.365	8.564.364	8.680.001	101,4%
Total	23.669.720	13.634.868	10.034.852	73,6%

Los ingresos de petróleo al 30 de abril de 2022 aumentaron en \$ 10.034.852 respecto del ejercicio anterior, representando un incremento del 73,6%. Este aumento corresponde al incremento del precio en pesos en un 62,0%, debido a la recuperación del precio del crudo afectado por el efecto pandemia en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 y al mayor volumen vendido en un 7,2%.

Las ventas en el mercado local se incrementaron en \$ 1.354.851, o 26,7%, generado tanto por un incremento en el precio en pesos de un 12,6%, como en el volumen vendido en un 12,5% pasando de 121.415 m³ al 30 de abril de 2021 a 136.621 m³ al 30 de abril de 2022, producto de la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste al mercado local a partir del mes de febrero de 2021.

Los ingresos en el mercado externo aumentaron en \$ 8.680.001, o 101,4% debido a la recuperación de los precios internacionales luego de la caída sufrida como consecuencia del



impacto del COVID-19 en la economía mundial. Este incremento fue acompañado con un crecimiento del 4,5% en el volumen exportado, pasando de 246.098 m³ (1.547.912 bbl) al 30 de abril de 2021 a 257.277 m³ (1.618.224 bbl) al 30 de abril de 2022.

La producción de petróleo aumentó un 14,9%, pasando de 342.289 m³ al 30 de abril de 2021 a 393.417 m³ al 30 de abril de 2022, debido a la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste antes mencionado y a los resultados obtenidos en las inversiones realizadas, fundamentalmente en las áreas Bella Vista Oeste y Pampa del Castillo.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano aumentaron en \$ 614.663 ó 82,6%, pasando de \$ 743.960 al 30 de abril de 2021 a \$ 1.358.623 al 30 de abril de 2022.

El incremento de las ventas (mercado local y externo) es consecuencia fundamentalmente del mayor precio de venta y en menor medida por el incremento del volumen vendido. El precio de venta en pesos aumentó un 60,4% pasando de \$promedio/tn 46.000,1 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 73.786,1 al 30 de abril de 2022. El volumen vendido aumentó en 3.431.1 tn, es decir un 21,2% como consecuencia de la mayor cantidad de gas procesado.

En el mercado local, las ventas en pesos aumentaron un 97,7%, generado tanto por un incremento en el volumen vendido como en el precio de venta. El volumen vendido aumento un 25,5% pasando de 8.387 tn al 30 de abril de 2021 a 10.530 tn al 30 de abril de 2022 dado la mayor cantidad de gas procesado. Las entregas para cumplir con el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido forman parte de este volumen. Con relación al precio, éste se incrementó en pesos en un 57,4% pasando de \$promedio/tn 43.053,4 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 67.786,4, al 30 de abril de 2022 debido a los mayores precios internacionales a pesar de la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación.

En el mercado externo, las ventas medidas en pesos aumentaron un 68,4% debido a un aumento del 66,3 % en el precio de venta en pesos promedio y, en menor medida, a un incremento en el volumen exportado de un 1,2%. Los precios de venta de propano en el mercado externo pasaron de \$promedio/tn 49.174,3 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 81.799,7 al 30 de abril de 2022 por lo explicado anteriormente.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 158.929 ó 59,7%, pasando de \$ 266.348 al 30 de abril de 2021 a \$ 425.277 al 30 de abril de 2022. Dicho incremento se debió a un aumento del volumen vendido en un 13,3%, pasando de 10.531 tn al 30 de abril de 2021 a 11.936 tn al 30 de abril de 2022 como consecuencia del mayor gas procesado. El precio de venta en pesos se incrementó en un 40,9% debido a los mayores precios internacionales a pesar de la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. Cabe destacar que de las ventas registradas en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, \$ 91.043, ó 21,4% correspondieron a la exportación de 1.126 tn.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2022 y 2021 debido a que la producción en esos ejercicios de 21.856 m³ y 20.240 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 86.021 m³ y 126.030 m³ de oxígeno por un total de \$ 17.420 y \$ 17.236 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. El incremento de las ventas en pesos es consecuencia del aumento del precio de venta, compensado por un menor volumen vendido debido a la disminución de la demanda del producto.



g) Servicios:

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

Costo de ingresos

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	151.770	112.947	38.823	34,4%
Sueldos y cargas sociales	3.367.341	2.789.775	577.566	20,7%
Materiales, repuestos y otros	1.221.164	1.208.836	12.328	1,0%
Operación, mantenimiento y reparaciones	3.465.342	2.822.145	643.197	22,8%
Combustibles, lubricantes y fluidos	1.863.378	1.363.468	499.910	36,7%
Transporte, fletes y estudios	501.655	254.308	247.347	97,3%
Depreciación propiedad, planta y equipo	9.854.024	7.677.731	2.176.293	28,3%
Depreciación derechos de uso	19.923	53.524	(33.601)	-62,8%
Gastos de oficina, movilidad y representación	163.058	126.535	36.523	28,9%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	587.288	501.654	85.634	17,1%
Gastos de transporte de gas	69.707	131.930	(62.223)	-47,2%
Adquisición de crudo	853.046	393.395	459.651	116,8%
Adquisición energía a CAMMESA	8.028	784	7.244	924,0%
Costo de producción de existencias	(2.575.725)	(1.112.897)	(1.462.828)	131,4%
Costo de ingresos	19.549.999	16.324.135	3.225.864	19,8%

El costo de ingresos al 30 de abril de 2022 ascendió a \$ 19.547.999 (49,1% sobre los ingresos), mientras que al 30 de abril de 2021 ascendió a \$ 16.324.135 (57,5% sobre los ingresos).

El comportamiento de los principales rubros que implicaron el incremento del 19,8% en el costo de ingresos fue:

- un aumento en las depreciaciones de los activos de Propiedad, planta y equipo por \$ 2.176.293 debido a las nuevas inversiones en el segmento de petróleo y gas acompañado de mayor producción, y a la mayor depreciación de los activos relacionados por la CT ADC respecto del ejercicio anterior, debido a la mayor generación.
- la mayor adquisición de crudo relacionada con la operatoria de la UT Pampa del Castillo, tanto en m3 como a mayor precio;
- los sueldos y cargas sociales se incrementaron como consecuencia de la recomposición salarial y el incremento en la nómina;
- los costos en operación, mantenimiento y reparaciones y en el resto de los costos en general muestran un incremento como consecuencia de la normalización de las tareas de mantenimiento de las operaciones en las áreas entre ejercicios. Durante los primeros meses del ejercicio anterior, como consecuencia de la pandemia, se realizaron únicamente tareas de mantenimiento y actividades esenciales para conservar operativos los yacimientos. Aquellos costos asociados como consecuencia del COVID-19 y que no formaron parte de la operación productiva fueron imputados en "Otros egresos operativos netos".



El costo de producción de existencias corresponde a los stocks de crudo producidos y no vendidos, los cuales están expuestos en el activo en el rubro "Inventarios". Los stocks de crudo variaron un 53% entre ambos ejercicios.

Gastos de comercialización

	34/04/22	30/04/21	Variación	
Regalías	4.532.996	3.212.262	1.320.734	41,1%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	452.993	469.969	(16.976)	-3,6%
Derechos de exportación	1.249.395	238.629	1.010.766	423,6%
Impuesto sobre los ingresos brutos	741.239	596.093	145.146	24,3%
Comisiones y otros	76.327	10.362	65.965	636,6%
Gastos de comercialización	7.052.950	4.527.315	2.525.635	55,8%

Los gastos de comercialización fueron de \$ 7.052.950 al 30 de abril de 2022 mientras que al 30 de abril de 2021 ascendieron a \$ 4.527.315, representando en ambos un 17,7% y 16,0% sobre los ingresos, respectivamente.

La variación del 55,8% se debió principalmente a:

- a) las mayores regalías de petróleo y gas debido al incremento de la producción y del precio;
- b) los mayores derechos de exportación abonados como consecuencia de las mayores exportaciones de petróleo y propano y las regulaciones aplicables a lo largo del período; y
- c) el aumento del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	156.607	161.913	(5.306)	-3,3%
Sueldos y cargas sociales	959.767	785.261	174.506	22,2%
Operación, mantenimiento y reparaciones	194.086	156.336	37.750	24,1%
Transporte, fletes y estudios	7.951	5.866	2.085	35,5%
Depreciación propiedad, planta y equipo	38.230	39.401	(1.171)	-3,0%
Depreciación derechos de uso	142.320	142.320	-	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	33.899	13.240	20.659	156,0%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	22.290	42.628	(20.338)	-47,7%
Gastos bancarios	521.149	353.530	167.619	47,4%
Gastos de administración	2.076.299	1.700.495	375.804	22,1%

Los gastos de administración fueron de \$ 2.076.299 al 30 de abril de 2022, representando un 5,2% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron de \$ 1.700.495, representando un 6,0% sobre los ingresos. El aumento fue de \$ 375.804, representando un 22,1%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) los mayores gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario, dadas las mayores transacciones de ventas, por la normalización de la actividad en las áreas y las inversiones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo, y ii) el aumento de los sueldos y cargas sociales por los incrementos salariales otorgados y el incremento en la nómina, y del resto de los gastos en general como consecuencia de una mayor actividad en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 respecto del ejercicio anterior.

Este incremento se compensó parcialmente con los menores gastos en impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros y honorarios y otras retribuciones.



Otros egresos operativos netos

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(1.165.858)	(3.898.459)	2.732.601	70,1%
Cobro de reclamos judiciales	61.731	77.153	(15.422)	-20,0%
Resultado pasivos a riesgo	-	174.515	(174.515)	-100,0%
Resultado relacionado con la adquisición de participación en área La Yesera	506.584	-	506.584	100,0%
Ingreso por tareas ambientales en Pampa del Castillo	60.131	-	60.131	100,0%
Ingresos por servicios administrativos indirectos	73.954	74.656	(702)	-0,9%
Consortios / UT (neto)				
Costos directos asociados al COVID-19	(101.313)	(1.044.422)	943.109	90,3%
Ingreso por venta de activo de propiedad, planta y equipo	11.771	-	11.771	100,0%
Diversos	43.199	54.403	(11.204)	-20,6%
Otros egresos operativos netos	(509.801)	(4.562.154)	4.052.353	88,8%

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2022 fueron una pérdida de \$ 509.801, en tanto que al 30 de abril de 2021 la pérdida ascendió a \$ 4.562.154.

Se incluyeron en este rubro al 30 de abril de 2022 fundamentalmente (i) el resultado generado por la adquisición a San Jorge Energy S.A. de la participación del 18,75% en el área La Yesera, (ii) los ingresos indemnizatorios de Pampa del Castillo por la realización de tareas ambientales; y al 30 de abril de 2022 y 2021 (iii) los ingresos por servicios administrativos a los consorcios, (iv) el cobro de reclamos judiciales y (v) los costos generados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos.

Asimismo, al 30 de abril de 2022 se incluyó la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 1.165.858 correspondiente al reconocimiento de un menor valor de del PED II (propiedad de E G WIND) en el segmento de generación de energía eólica. Al 30 de abril de 2021 la desvalorización de \$ 3.898.459, corresponde al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón. Ver Nota 3.6 de los estados financieros consolidados.

Resultados financieros

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Ingresos financieros	4.781.251	9.408.097	(4.626.846)	-49,2%
Costos financieros	(12.197.559)	(19.784.799)	7.587.240	38,3%
Otros resultados financieros	48.763	50.302	(1.539)	-3,1%
Otros resultados financieros RECPAM	7.171.836	8.985.360	(1.813.524)	-20,2%
Resultados financieros	(195.709)	(1.341.040)	1.145.331	85,4%



a) Ingresos financieros

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Diferencia de cambio	3.478.050	8.237.640	(4.759.590)	-57,8%
Intereses	872.511	787.285	85.226	10,8%
Otros resultados financieros	490.152	470.975	19.177	4,1%
Devengamiento de intereses de créditos	(59.462)	(87.803)	28.341	32,3%
Ingresos financieros	4.781.251	9.408.097	(4.626.846)	-49,2%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2022 arrojaron un saldo de \$ 4.781.251, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron de \$ 9.408.097, representando una disminución del 49,2%. Las principales causas de esta disminución de \$ 4.626.846 fueron las menores ganancias por diferencia de cambio debido a la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2021 y abril 2022 se incrementó en un 23,2% mientras que, entre mayo 2020 y abril 2021 tuvo un aumento del 39,9% y la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación entre los ejercicios. El Grupo posee al 30 de abril de 2022 el 77,4% de sus activos financieros en dólares estadounidenses. Al 30 de abril de 2022 y 2021 los intereses y los otros resultados financieros se generaron por las inversiones formadas, fundamentalmente, por fondos comunes de inversión y plazos fijos, cuyo capital promedio expuesto en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 fue mayor que el capital promedio expuesto del ejercicio anterior. Asimismo, se incluyen ingresos en concepto de intereses por mora como consecuencia del retraso de los pagos por parte de CAMMESA.

b) Costos financieros

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Diferencia de cambio	(9.450.080)	(16.507.142)	7.057.062	42,8%
Intereses	(2.685.243)	(4.262.364)	1.577.121	37,0%
Recompra Obligaciones Negociables	74.549	755.700	(681.151)	-90,1%
Otros resultados financieros	(76.858)	(92.138)	15.280	16,6%
Devengamiento de intereses de deudas	(59.927)	321.145	(381.072)	-118,7%
Costos financieros	(12.197.559)	(19.784.799)	7.587.240	38,3%

Los costos financieros al 30 de abril de 2022 arrojaron un saldo de \$ 12.197.559, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron por \$ 19.784.799, representando una disminución del 38,3%. Las principales causas de la fluctuación de \$ 7.587.240 fueron:

- las menores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2021 y abril 2022 se incrementó en un 23,2% mientras que, entre mayo 2020 y abril 2021 tuvo un aumento del 39,9% y la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación entre ejercicios. Adicionalmente, la deuda neta disminuyó como consecuencia de las recompras de ON que realizó la Sociedad entre agosto de 2020 y noviembre de 2021. El Grupo posee el 84,0% de sus pasivos financieros en dólares estadounidenses, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera impactos significativos en los resultados económicos y en el patrimonio.

La deudas financieras a la cuales hacemos referencia se detallan a continuación:

- Obligaciones Negociables Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, devenga intereses a una tasa fija del 6,875% pagaderos semestralmente. Adicionalmente, desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad procedió a la recompra de sus



Obligaciones Negociables Clase 2 por un monto total de valor nominal de US\$ 61.154.000, las cuales se encuentran en cartera.

- Préstamo de US\$ 2,5 millones con el Banco Santander Río S.A., destinado a capital de trabajo de E G WIND, devenga un interés a una tasa fija nominal en dólares de 2,95% pagadero trimestralmente. Al 30 de abril de 2022 el capital adeudado asciende a US\$ 2,5 millones.
- los menores intereses devengados correspondientes a las Obligaciones Negociables, por las recompras efectuadas, y al préstamo con el CII. Adicionalmente, en mayo de 2021 se canceló el préstamo con el Banco Macro contraído en abril 2020, compensados parcialmente con los intereses por adelantos en cuenta corriente que al 30 de abril 2022 se mantienen por \$ 432,8 millones devengando intereses a una TNA del 36,5%.

En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 se registró una ganancia por devengamiento de intereses de deudas generada principalmente por la cancelación anticipada por parte de E G WIND del saldo adeudado a Enercon GmbH por el cual obtuvo un descuento de US\$ 3,47 millones, generando un resultado positivo de \$ 541.383.

Asimismo, el resultado por recompra de ON disminuyó entre los ejercicios, debido fundamentalmente a las menores recompras a valores nominales efectuadas durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 respecto del ejercicio anterior.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Otros resultados financieros RECPAM	7.171.836	8.985.360	(1.813.524)	-20,2%

En este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Impuesto a las ganancias

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Impuesto a las ganancias	(5.722.882)	(889.177)	(4.833.705)	-543,6%

El resultado pérdida por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2022 aumentó en \$ 4.833.705 pasando de una pérdida de \$ 889.177 a una de \$ 5.722.882, como consecuencia del mayor resultado fiscal ganancia arrojado en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, dado el incremento de la actividad y los mejores resultados obtenidos, el impacto en el resultado fiscal del ajuste por inflación impositivo, cuyo cómputo, a partir del presente ejercicio no se difiere en cuotas, el incremento de la alícuota aplicable y de la variación del cargo por el impuesto diferido.

Otros resultados integrales

	30/04/22	30/04/21	Variación	
Otros resultados integrales con imputación futura a resultados	-	(195.166)	195.166	100,0%
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(2.439.136)	(1.434.975)	(1.004.161)	-70,0%

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se generaron debido a que al 30 de abril de 2021 la Sociedad poseía inversiones en títulos públicos cuyo objetivo era tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual se registró una reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias en ese ejercicio. Dichos títulos públicos fueron vendidos en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021.



Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo.

10. Propuesta del Directorio (valores en \$)

En cumplimiento de las disposiciones estatutarias y legales vigentes, el Directorio de la Sociedad cumple en someter a vuestra consideración la presente Memoria, Inventario, Informes de auditoría emitido por los auditores independientes, Informes de la Comisión Fiscalizadora, y los Estados Financieros separados y consolidados, correspondientes al ejercicio vigésimo cuarto iniciado el 1º de mayo de 2021 y finalizado el 30 de abril de 2022.

El resultado integral del ejercicio arrojó una ganancia de \$ 2.294.608.686, constituido por i) el Resultado neto ganancia por \$ 4.717.374.345, ii) Otros resultados integrales netos pérdida por \$ 2.422.765.659 provenientes del revalúo del rubro Propiedad, Planta y Equipo. 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 \$ 5.026.166.293, compuesto por: i) Resultado neto ganancia por \$ 4.717.374.345, y ii) la desafectación de la Reserva por Revaluación de Activos por \$ 308.791.948.

El Directorio propone que los Resultados no asignados ganancia que ascienden a \$ 5.026.166.293: i) sean imputados contra la Reserva Legal \$ 251.308.315, y ii) habiendo pagado con fecha 5 de julio de 2022 dividendos anticipados aprobados por Directorio el 23 de junio de 2022 por \$ 3.512.027.675, el monto restante de 1.262.830.303 sea imputado contra 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, 11 de julio de 2022

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

A. LA FUNCIÓN DEL DIRECTORIO

Principios

- I. La compañía debe ser liderada por un Directorio profesional y capacitado que será el encargado de sentar las bases necesarias para asegurar el éxito sostenible de la compañía. El Directorio es el guardián de la compañía y de los derechos de todos sus Accionistas.
- II. El Directorio deberá ser el encargado de determinar y promover la cultura y valores corporativos. En su actuación, el Directorio deberá garantizar la observancia de los más altos estándares de ética e integridad en función del mejor interés de la compañía.
- III. El Directorio deberá ser el encargado de asegurar una estrategia inspirada en la visión y misión de la compañía, que se encuentre alineada a los valores y la cultura de la misma. El Directorio deberá involucrarse constructivamente con la gerencia para asegurar el correcto desarrollo, ejecución, monitoreo y modificación de la estrategia de la compañía.
- IV. El Directorio ejercerá control y supervisión permanente de la gestión de la compañía, asegurando que la gerencia tome acciones dirigidas a la implementación de la estrategia y al plan de negocios aprobado por el directorio.
- V. El Directorio deberá contar con mecanismos y políticas necesarias para ejercer su función y la de cada uno de sus miembros de forma eficiente y efectiva.

1. El Directorio genera una cultura ética de trabajo y establece la visión, misión y valores de la compañía.

La Sociedad ha desarrollado sus actividades de forma ética y transparente a través de su historia, lo cual se ha visto reflejado en el accionar del Directorio, la gerencia y los empleados de la Sociedad.

El Directorio aprobó e implementó desde el ejercicio 2019-2020 el Código de Conducta de la Sociedad el cual rige en la realización de todas las actividades de la Sociedad, las cuales incluyen principalmente la exploración y producción de hidrocarburos, la producción de GLP, la generación de electricidad en su central térmica y la generación de energía renovable a través de sus controladas HYCHICO S.A y E G WIND S.A.

En ese contexto, el Directorio también implementó desde el mismo ejercicio los nuevos lineamientos del Código de Gobierno Societario requeridos por la Resolución General 797, como así también de un Programa de Integridad según lo previsto en la Ley 27.401.

Durante el ejercicio 2021-2022 se han realizado capacitaciones al personal de la Sociedad en materia del Programa de Integridad.

2. El Directorio fija la estrategia general de la compañía y aprueba el plan estratégico que desarrolla la gerencia. Al hacerlo, el Directorio tiene en consideración factores ambientales, sociales y de gobierno societario. El Directorio supervisa su implementación mediante la



utilización de indicadores clave de desempeño y teniendo en consideración el mejor interés de la compañía y todos sus accionistas.

El Directorio, al aprobar la Memoria, incluye el plan de acción del año siguiente. Previamente la Gerencia prepara el proyecto para consensuarlo con el Directorio. Al definir el plan de acción, el Directorio y las Gerencias tienen en cuenta factores ambientales, sociales y de gobierno societario.

Asimismo, la Sociedad cuenta con el sector de Control de Gestión que realiza un control y seguimiento de los presupuestos económicos y financieros, manteniendo reuniones en forma trimestral con la Dirección General y los Gerentes de la Sociedad, en las que se evalúa el grado de cumplimiento y desvíos de los presupuestos. La información analizada tiene como fuentes la contabilidad y datos de mercado.

3. El Directorio supervisa a la gerencia y asegura que ésta desarrolle, implemente y mantenga un sistema adecuado de control interno con líneas de reporte claras.

El Directorio se reúne periódicamente con el Gerente General y con los gerentes, quienes mantienen actualizado al Directorio sobre la evolución de las actividades de la Sociedad. El Directorio aprobó un organigrama de la Sociedad, el cual establece los distintos grados de reporte al Gerente General, delineando las líneas de reportes de las distintas gerencias. A su vez, el Gerente General mantiene diálogo constante con el Directorio.

Asimismo, la Sociedad cuenta con la descripción de los principales procedimientos que deben llevarse a cabo para la realización de las operaciones, que aseguren el control interno de la Sociedad. Auditoría Interna realiza controles periódicos para monitorear su cumplimiento e informa al Comité de Auditoría.

4. El Directorio diseña las estructuras y prácticas de gobierno societario, designa al responsable de su implementación, monitorea la efectividad de las mismas y sugiere cambios en caso de ser necesarios.

El Directorio, con la asistencia de la Secretaría Corporativa, diseña, confecciona, revisa y aprueba los reglamentos y documentos que lleven a una adecuada estructura y práctica de Gobierno Societario.

Asimismo, el Directorio ha designado como Secretaría Corporativa a la Gerencia de Asuntos Legales, la cual implementa y controla, junto con otros departamentos, las prácticas de gobierno societario.

5. Los miembros del Directorio tienen suficiente tiempo para ejercer sus funciones de forma profesional y eficiente. El Directorio y sus comités tienen reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales son divulgadas a través de la página web de la compañía.

Los miembros del Directorio tienen tiempo suficiente para ejercer sus funciones de directores de la Sociedad de forma profesional y eficiente.



El Directorio cuenta con reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales se encuentran previstas en el Estatuto de la Sociedad y en el Reglamento del Directorio. A su vez, los Comités del Directorio cuentan con sus propios reglamentos que establecen de forma clara las reglas para su funcionamiento.

Los Reglamentos se encuentran publicados en el sitio web de la Sociedad.

B) LA PRESIDENCIA EN EL DIRECTORIO Y LA SECRETARÍA CORPORATIVA

Principios

- VI. El Presidente del Directorio es el encargado de velar por el cumplimiento efectivo de las funciones del Directorio y de liderar a sus miembros. Deberá generar una dinámica positiva de trabajo y promover la participación constructiva de sus miembros, así como garantizar que los miembros cuenten con los elementos e información necesaria para la toma de decisiones. Ello también aplica a los Presidentes de cada comité del Directorio en cuanto a la labor que les corresponde.
- VII. El Presidente del Directorio deberá liderar procesos y establecer estructuras buscando el compromiso, objetividad y competencia de los miembros del Directorio, así como el mejor funcionamiento del órgano en su conjunto y su evolución conforme a las necesidades de la compañía.
- VIII. El Presidente del Directorio deberá velar por que el Directorio en su totalidad esté involucrado y sea responsable por la sucesión del gerente general.

6. El Presidente del Directorio es responsable de la buena organización de las reuniones del Directorio, prepara el orden del día asegurando la colaboración de los demás miembros y asegura que éstos reciban los materiales necesarios con tiempo suficiente para participar de manera eficiente e informada en las reuniones. Los Presidentes de los comités tienen las mismas responsabilidades para sus reuniones.

El Presidente del Directorio coordina el cronograma periódico de las reuniones de Directorio con el resto de sus miembros conforme lo establecido en el Reglamento del Directorio y les remite los materiales necesarios para las mismas, contando con el soporte de la Secretaría Corporativa.

7. El Presidente del Directorio vela por el correcto funcionamiento interno del Directorio mediante la implementación de procesos formales de evaluación anual.

El Presidente del Directorio vela por la evaluación periódica del Directorio. El Directorio en forma anual en la Memoria, expone los resultados de su gestión y describe su actuación a efectos de permitir la evaluación del desempeño por parte de la Asamblea de Accionistas de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades.



8. El Presidente genera un espacio de trabajo positivo y constructivo para todos los miembros del Directorio y asegura que reciban capacitación continua para mantenerse actualizados y poder cumplir correctamente sus funciones.

El Presidente es quien lidera al Directorio y vela porque sea un entorno ordenado, destinado al diálogo y la crítica constructiva, donde todos los miembros estén lo suficientemente informados para expresar sus opiniones y poder procurar el intercambio entre ellos. Todos los años, el Directorio, junto con la Secretaría Corporativa, emite y lleva a cabo un programa anual de capacitaciones, el cual incluye informes mensuales de consultoras y asesores externos sobre diferentes materias vinculadas a la Sociedad, como por ejemplo de energía, hidrocarburos, financieras y económicas, así como también capacitaciones sobre temas de interés para la Sociedad.

9. La Secretaría Corporativa apoya al Presidente del Directorio en la administración efectiva del Directorio y colabora en la comunicación entre accionistas, Directorio y gerencia.

La Secretaría Corporativa es llevada a cabo por la Gerencia de Asuntos Legales de la Sociedad. La Secretaría Corporativa se encarga de brindar soporte al Directorio y llevar a cabo diferentes actividades, incluyendo, entre otras cuestiones: (i) realizar las convocatorias; (ii) preparar el paquete de información para los accionistas, (iii) conformar las minutas de las reuniones, (iv) organizar las asambleas de accionistas; (v) asegurar el registro de los accionistas, y (vi) proponer y coordinar un cronograma de reuniones del Directorio y sus Comités.

10. El Presidente del Directorio asegura la participación de todos sus miembros en el desarrollo y aprobación de un plan de sucesión para el gerente general de la compañía.

El Directorio de la Sociedad aprobó una Política de Sucesión del Gerente General y Gerencias de Primea Línea. El Directorio, junto con la Gerencia de Recursos Humanos, participan en la implementación de esta Política.

C) COMPOSICIÓN, NOMINACIÓN Y SUCESIÓN DEL DIRECTORIO

Principios

- IX. El Directorio deberá contar con niveles adecuados de independencia y diversidad que le permitan tomar decisiones en pos del mejor interés de la compañía, evitando el pensamiento de grupo y la toma de decisiones por individuos o grupos dominantes dentro del Directorio.
- X. El Directorio deberá asegurar que la compañía cuente con procedimientos formales para la propuesta y nominación de candidatos para ocupar cargos en el Directorio en el marco de un plan de sucesión.

11. El Directorio tiene al menos dos miembros que poseen el carácter de independientes de acuerdo con los criterios vigentes establecidos por la Comisión Nacional de Valores.

El Directorio está integrado por el número de miembros que fija la asamblea entre un mínimo de tres (3) y un máximo de seis (6) miembros con mandato por un (1) año, según lo previsto en el



estatuto vigente de la Sociedad. Actualmente, el Directorio de la Sociedad está compuesto por cinco (5) miembros titulares, dos (2) de los cuales son independientes.

12. La compañía cuenta con un Comité de Nominaciones que está compuesto por al menos tres (3) miembros y es presidido por un director independiente. De presidir el Comité de Nominaciones, el Presidente del Directorio se abstendrá de participar frente al tratamiento de la designación de su propio sucesor.

La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual se encuentra compuesto por tres (3) miembros, dos de ellos independientes, siendo presidido asimismo por un Director independiente. El reglamento de este Comité se encuentra publicado en la página web de Capex.

13. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones, desarrolla un plan de sucesión para sus miembros que guía el proceso de preselección de candidatos para ocupar vacantes y tiene en consideración las recomendaciones no vinculantes realizadas por sus miembros, el Gerente General y los Accionistas.

La Sociedad cuenta con una Política de Nominaciones de Miembros del Directorio. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones y Remuneraciones, implementa y supervisa la ejecución de dicha Política.

14. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros electos.

El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros, presentándolos y brindándoles toda la información necesaria o que sea requerida, así como capacitaciones sobre cuestiones vinculadas a la Sociedad.

D) REMUNERACIÓN

Principios

- XI. El Directorio deberá generar incentivos a través de la remuneración para alinear a la gerencia – liderada por el gerente general- y al mismo Directorio con los intereses de largo plazo de la compañía de manera tal que todos los directores cumplan con sus obligaciones respecto de todos sus accionistas de forma equitativa.

15. La compañía cuenta con un Comité de Remuneraciones que está compuesto por al menos tres (3) miembros. Los miembros son en su totalidad independientes o no ejecutivos.

La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual se encuentra compuesto por tres (3) miembros, dos de ellos independientes, y todos no ejecutivos. El reglamento de este Comité se encuentra publicado en la página web de la Sociedad.

16. El Directorio, a través del Comité de Remuneraciones, establece una política de remuneración para el gerente general y miembros del Directorio.



La Sociedad implementó una Política de Remuneración de Miembros del Directorio y una Política de Remuneración del Gerente General y Gerentes de Primera Línea. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones y Remuneraciones y junto con el soporte del departamento de Recursos Humanos y la Secretaría Corporativa cuando corresponda, supervisa e implementa dichas políticas.

El Comité es el encargado de asistir al Directorio y/o la Asamblea en materia de: (i) remuneraciones del Directorio; y (ii) elaboración y seguimiento de políticas y/o planes de remuneración y/o beneficios para el Directorio y el Gerente General de la Sociedad.

E) AMBIENTE DE CONTROL

Principios

- XII. El Directorio debe asegurar la existencia de un ambiente de control, compuesto por controles internos desarrollados por la gerencia, la auditoría interna, la gestión de riesgos, el cumplimiento regulatorio y la auditoría externa, que establezca las líneas de defensa necesarias para asegurar la integridad en las operaciones de la compañía y de sus reportes financieros.
- XIII. El Directorio deberá asegurar la existencia de un sistema de gestión integral de riesgos que permita a la gerencia y al Directorio dirigir eficientemente a la compañía hacia sus objetivos estratégicos.
- XIV. El Directorio deberá asegurar la existencia de una persona o departamento (según el tamaño y complejidad del negocio, la naturaleza de sus operaciones y los riesgos a los cuales se enfrenta) encargado de la auditoría interna de la compañía. Esta auditoría, para evaluar y auditar los controles internos, los procesos de gobierno societario y la gestión de riesgo de la compañía, debe ser independiente y objetiva y tener sus líneas de reporte claramente establecidas.
- XV. El Comité de Auditoría del Directorio estará compuesto por miembros calificados y experimentados, y deberá cumplir con sus funciones de forma transparente e independiente.
- XVI. El Directorio deberá establecer procedimientos adecuados para velar por la actuación independiente y efectiva de los Auditores Externos.

17. El Directorio determina el apetito de riesgo de la compañía y además supervisa y garantiza la existencia de un sistema integral de gestión de riesgos que identifique, evalúe, decida el curso de acción y monitoree los riesgos a los que se enfrenta la compañía, incluyendo -entre otros- los riesgos medioambientales, sociales y aquellos inherentes al negocio en el corto y largo plazo.

A través del seguimiento del negocio y las funciones de gestión del Gerente General y el Directorio, éstos evalúan los riesgos que se presentan y junto con los gerentes involucrados toman las medidas necesarias para mitigarlos. El Gerente General mantiene informado permanentemente al Directorio, quien define el riesgo a tomar por la Sociedad. 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.

Con el propósito de ser un instrumento de trabajo útil para identificar los principales riesgos que afectan a la Sociedad, se implementó una metodología de gestión integral de riesgos. A tales efectos, se ha desarrollado una matriz integral de evaluación de riesgos. Entre los principales riesgos inherentes al negocio que son tenidos en cuenta por la Sociedad para su análisis se encuentran:



- Riesgos estratégicos, económicos y políticos;
- Riesgos vinculados a competidores y a negocios conjuntos;
- Riesgos vinculados a desastres naturales;
- Riesgos vinculados a problemáticas sociales;
- Riesgos de gobierno corporativo;
- Riesgos de cumplimiento;
- Riesgos de procesos, dentro de los cuales se encuentran aquéllos vinculados a recursos humanos, fraude, tecnología de la información, operaciones, entre otros; y
- Riesgos financieros y de reporte.

Esta matriz de riesgos ha sido elaborada a través de la evaluación de todas la Gerencias de la Sociedad y la Gerencia General, por medio de metodologías para la determinación de los riesgos de negocio, contando con la asistencia de la Gerencia de Auditoría, quien es responsable de coordinar y supervisar la aplicación de la misma y gestionar la actualización periódica de dicha evaluación.

Además, el Comité de Auditoría supervisa la aplicación de las políticas de información sobre gestión de riesgos financieros de la Sociedad, informando de ello en su Informe Anual. Asimismo, respecto de los riesgos financieros, en los estados financieros anuales se incluye una descripción de los mismos y sus efectos en los resultados.

Teniendo en cuenta la importancia del riesgo ambiental en el marco de las actividades que realiza la Sociedad, ésta mantiene la certificación del yacimiento Agua del Cajón, la central de generación y la planta de GLP bajo la norma ISO 14001 y también cuenta con una política de seguridad y gestión ambiental alineada con dicha norma que se aplica al resto de sus yacimientos.

18. El Directorio monitorea y revisa la efectividad de la auditoría interna independiente y garantiza los recursos para la implementación de un plan anual de auditoría en base a riesgos y una línea de reporte directa al Comité de Auditoría.

La Gerencia de Auditoría Interna reporta directamente al Directorio y cuenta con los recursos humanos y presupuestarios adecuados con relación al tamaño de la Sociedad y complejidad de sus negocios. El Comité de Auditoría aprueba el Plan de Auditoría Anual que incluye estas actividades. Al finalizar el ejercicio, el Comité de Auditoría revisa y aprueba la gestión de Auditoría Interna y externa y lo incluye en su informe anual. Asimismo, periódicamente la Gerencia de Auditoría Interna envía informes de gestión al Comité de Auditoría.

19. El auditor interno o los miembros del departamento de auditoría interna son independientes y altamente capacitados.

La Gerencia de Auditoría Interna de la Sociedad está conformada por miembros que poseen adecuados conocimientos en materias financieras, empresariales y contables, contando con la autoridad necesaria para realizar sus tareas de manera efectiva, amplia e independiente.



20. El Directorio tiene un Comité de Auditoría que actúa en base a un reglamento. El comité está compuesto en su mayoría y presidido por directores independientes y no incluye al gerente general. La mayoría de sus miembros tiene experiencia profesional en áreas financieras y contables.

El Comité de Auditoría cuenta con un reglamento desde el año 2003. Actualmente, el Comité está compuesto por tres (3) miembros del Directorio, dos de ellos independientes y con formación acorde los requisitos de la normativa aplicable. El Gerente General no forma parte del Comité.

21. El Directorio, con opinión del Comité de Auditoría, aprueba una política de selección y monitoreo de auditores externos en la que se determinan los indicadores que se deben considerar al realizar la recomendación a la asamblea de Accionistas sobre la conservación o sustitución del auditor externo.

La Sociedad aplica las Normas de la CNV sobre rotación de los Auditores Externos.

En su informe anual, el Comité de Auditoría describe las tareas realizadas durante el ejercicio, entre las que se encuentran la realización de reuniones periódicas con el auditor externo en las que el Comité recibe los reportes trimestrales correspondientes.

Asimismo, 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.

F) ÉTICA, INTEGRIDAD Y CUMPLIMIENTO

Principios

- XVII. El Directorio debe diseñar y establecer estructuras y prácticas apropiadas para promover una cultura de ética, integridad y cumplimiento de normas que prevenga, detecte y aborde faltas corporativas o personales serias.
- XVIII. El Directorio asegurará el establecimiento de mecanismos formales para prevenir y en su defecto lidiar con los conflictos de interés que puedan surgir en la administración y dirección de la compañía. Deberá contar con procedimientos formales que busquen asegurar que las transacciones entre partes relacionadas se realicen en miras del mejor interés de la compañía y el tratamiento equitativo de todos sus accionistas.

22. El Directorio aprueba un Código de Ética y Conducta que refleja los valores y principios éticos y de integridad, así como también la cultura de la compañía. El Código de Ética y Conducta es comunicado y aplicable a todos los directores, gerentes y empleados de la compañía.

La Sociedad cuenta con un Código de Conducta, el cual es de conocimiento de sus directores, gerentes y empleados, quienes lo aplican a todas sus actividades laborales relacionadas con la Sociedad.

El Código de Conducta establece los principios y valores que deben inspirar y definir las pautas de conducta de todos los empleados, gerentes y directores de la Sociedad. Es cultura de Capex que todos sus miembros apliquen cotidianamente principios de integridad y conducta transparente y de buenas prácticas en el desarrollo de las actividades y los negocios de la Sociedad.

23. El Directorio establece y revisa periódicamente, en base a los riesgos, dimensión y capacidad económica un Programa de Ética e Integridad. El plan es apoyado visible e inequívocamente por la gerencia quien designa un responsable interno para que desarrolle, coordine, supervise y evalúe periódicamente el programa en cuanto a su eficacia. El programa dispone: (i) capacitaciones periódicas a directores, administradores y empleados sobre temas de ética, integridad y cumplimiento; (ii) canales internos de denuncia de irregularidades, abiertos a terceros y adecuadamente difundidos; (iii) una política de protección de denunciantes contra represalias; y un sistema de investigación interna que respete los derechos de los investigados e imponga sanciones efectivas a las violaciones del Código de Ética y Conducta; (iv) políticas de integridad en procedimientos licitatorios; (v) mecanismos para análisis periódico de riesgos, monitoreo y evaluación del Programa; y (vi) procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios (incluyendo la debida diligencia para la verificación de irregularidades, de hechos ilícitos o de la existencia de vulnerabilidades durante los procesos de transformación societaria y adquisiciones), incluyendo proveedores, distribuidores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios.

La Sociedad implementó un Programa de Integridad acorde a los lineamientos establecidos por la Ley Nro. 27.401 y por la CNV, habiendo designado a la Gerencia de Auditoría Interna como



responsable del desarrollo, coordinación y supervisión del mismo. Durante el ejercicio 2021-2022 se han realizado capacitaciones sobre el mismo al personal de la Sociedad.

El Directorio se encuentra involucrado en el desarrollo del Programa de Integridad.

24. El Directorio asegura la existencia de mecanismos formales para prevenir y tratar conflictos de interés. En el caso de transacciones entre partes relacionadas, el Directorio aprueba una política que establece el rol de cada órgano societario y define cómo se identifican, administran y divulgan aquellas transacciones perjudiciales a la compañía o sólo a ciertos inversores.

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 Sociedad). En la medida en que algún, director, gerente o empleado de la Sociedad se encuentre frente a una situación que le pueda generar un conflicto de interés, éste deberá ser reportado automáticamente a su superior, quien lo comunicará a su Gerente y a Auditoría Interna.

Asimismo, la Sociedad cuenta con una política que define y regula las operaciones con partes relacionadas conforme los artículos 72 y 73 de la Ley Nro. 26.831. La misma establece que todas las operaciones de monto relevante (según lo definen los artículos ya citados) con una o más partes relacionadas deben someterse a un procedimiento específico.



G) PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y PARTES INTERESADAS

Principios

- XIX. La compañía deberá tratar a todos los Accionistas de forma equitativa. Deberá garantizar el acceso igualitario a la información no confidencial y relevante para la toma de decisiones asamblearias de la compañía.
- XX. La compañía deberá promover la participación activa y con información adecuada de todos los Accionistas en especial en la conformación del Directorio.
- XXI. La compañía deberá contar con una Política de Distribución de Dividendos transparente que se encuentre alineada a la estrategia.
- XXII. La compañía deberá tener en cuenta los intereses de sus partes interesadas.

25. El sitio web de la compañía divulga información financiera y no financiera, proporcionando acceso oportuno e igual a todos los Inversores. El sitio web cuenta con un área especializada para la atención de consultas por los Inversores.

La página web de la Sociedad posee una sección denominada “Inversores” y otra “Gobierno Societario”, donde se encuentra disponible, para consulta pública, información financiera y no financiera. Asimismo, la página web contiene una sección de contacto distinguiendo según el tipo de consulta, en la que se puede seleccionar “Inversores”.

26. El Directorio debe asegurar que exista un procedimiento de identificación y clasificación de sus partes interesadas y un canal de comunicación para las mismas

La Sociedad cuenta con canales de comunicación que le permiten recibir, analizar y responder consultas de las partes interesadas, inversores, proveedores y terceros en general. El sitio web permite recoger inquietudes del público en general y las mismas son respondidas a través del responsable de relaciones con el mercado y/o la persona capacitada a tal fin según el tipo de consulta. Asimismo, en el sitio web de la Sociedad se encuentra disponible información relevante de la Sociedad.

27. El Directorio remite a los Accionistas, previo a la celebración de la Asamblea, un “paquete de información provisorio” que permite a los Accionistas -a través de un canal de comunicación formal- realizar comentarios no vinculantes y compartir opiniones discrepantes con las recomendaciones realizadas por el Directorio, teniendo este último que, al enviar el paquete definitivo de información, expedirse expresamente sobre los comentarios recibidos que crea necesario.

La Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos y publicaciones definidos por la Ley General de Sociedades, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y los reglamentos de los mercados en los que cotizan los títulos valores emitidos por la Sociedad.



La Sociedad cumple con las publicaciones exigidas por la normativa vigente, en virtud de la cual se publican las convocatorias a Asambleas y la documentación relacionada, por los medios legales previstos.

Los Accionistas cuentan con canales formales de comunicación, ya sea a través de la página web de la Sociedad y/o de correo electrónico.

28. El estatuto de la compañía considera que los Accionistas puedan recibir los paquetes de información para la Asamblea de Accionistas a través de medios virtuales y participar en las Asambleas a través del uso de medios electrónicos de comunicación que permitan la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, asegurando el principio de igualdad de trato de los participantes.

La Sociedad no posee disposiciones estatutarias para llevar adelante asambleas a distancia, las cuales tampoco han sido aún reglamentadas por la CNV.

Por su parte, los Accionistas disponen de las herramientas de comunicación detalladas en el presente Informe (Prácticas 25 y 27) para establecer contacto y plantear inquietudes, sin perjuicio de los canales formales previstos por la normativa aplicable.

29. La Política de Distribución de Dividendos está alineada a la estrategia y establece claramente los criterios, frecuencia y condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de dividendos.

La Política de Distribución de Dividendos de la Sociedad fue aprobada por su Directorio. La misma establece las pautas y criterios a tener en cuenta para la distribución de dividendos, en cumplimiento de la Ley General de Sociedades y toda otra normativa aplicable.



COMPOSICION DEL DIRECTORIO Y COMISION FISCALIZADORA

Presidente

Sr. Alejandro Götz

Vicepresidente

Sr. Pablo Alfredo Götz

Directores Titulares

Sr. Rafael Andrés Götz

Sra. Marilina Manteiga

Sr. Pablo Menéndez

Directores Suplentes

Sr. Ernesto Grandolini

Sr. Miguel Fernando Götz

Sr. Sebastián 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 2022 presentados en forma comparativa

Ejercicio económico N° 34 iniciado el 1° de mayo de 2021

Domicilio legal de la Sociedad: Avenida Córdoba 948/950, piso 8, 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 8, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal: Explotación de hidrocarburos

Participación de la sociedad controlante sobre el patrimonio y los votos: 74,8 %

Composición del Capital (Nota 25)

Clase de acciones	Suscripto, Integrado e Inscripto en el Registro Público de Comercio
	Miles de \$
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

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Estados de Resultados Integrales Consolidados

Correspondientes a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2021 y 2022 y finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2022	30.04.2021
Ingresos	7	39.810.731	28.371.415
Costo de ingresos	8	(19.549.999)	(16.324.135)
Resultado bruto		20.260.732	12.047.280
Gastos de comercialización	9	(7.052.950)	(4.527.315)
Gastos de administración	10	(2.076.299)	(1.700.495)
Otros egresos operativos netos	11	(509.801)	(4.562.154)
Resultado operativo		10.621.682	1.257.316
Ingresos financieros	12	4.781.251	9.408.097
Costos financieros	12	(12.197.559)	(19.784.799)
Otros resultados financieros		48.763	50.302
Otros resultados financieros RECPAM		7.171.836	8.985.360
Resultados financieros, neto		(195.709)	(1.341.040)
Resultado antes del impuesto a las ganancias		10.425.973	(83.724)
Impuesto a las ganancias	13	(5.722.882)	(889.177)
Resultado neto del ejercicio		4.703.091	(972.901)
Otros resultados integrales			
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados			
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable	26	-	(195.166)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados			
Otros resultados integrales por revaluación de activos	26	(2.439.136)	(1.434.975)
Resultado integral del ejercicio		2.263.955	(2.603.042)
Resultado neto del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		4.717.374	(1.002.144)
Participación no controlante		(14.283)	29.243
Resultado neto del ejercicio		4.703.091	(972.901)
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		2.294.608	(2.634.727)
Participación no controlante		(30.653)	31.685
Resultado integral del ejercicio		2.263.955	(2.603.042)
Resultado neto por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	14	26,2365	(5,5736)
Resultado integral por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	14	12,7619	(14,6535)

Las notas 1 a 43 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
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 2022 y 2021
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2022	30.04.2021
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	15	66.931.292	64.268.614
Activo por impuesto diferido	13	51.368	5.215
Activos por derechos de uso	18	222.967	385.210
Repuestos y materiales	19	3.235.182	2.563.653
Otras cuentas por cobrar	21	451.954	494.940
Inversiones financieras a costo amortizado	23	3.236.861	9.892.685
Total del activo no corriente		74.129.624	77.610.317
ACTIVO CORRIENTE			
Repuestos y materiales	19	857.674	785.043
Inventarios	20	3.290.591	1.640.831
Otras cuentas por cobrar	21	1.958.285	2.891.647
Cuentas por cobrar comerciales	22	3.199.432	4.530.035
Inversiones financieras a costo amortizado	23	6.161.734	5.361.980
Efectivo y equivalentes de efectivo	24	1.849.089	4.238.976
Total del activo corriente		17.316.805	19.448.512
Total del activo		91.446.429	97.058.829

Las notas 1 a 43 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
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 2022 y 2021
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2022	30.04.2021
PATRIMONIO Y PASIVO			
PATRIMONIO			
Capital social	25	179.802	179.802
Ajuste de capital	25	9.505.505	9.505.505
Prima de emisión	25	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	25	4.212.727	4.212.727
Reserva legal	26	950.485	950.485
Reserva facultativa	26	20.028.148	20.696.549
Reserva por revaluación de activos	26	2.096.553	4.828.111
Resultados no asignados	27	5.026.166	(668.401)
Total del patrimonio atribuible a los propietarios		42.079.072	39.784.464
Participación no controlada		305.510	336.163
Total del patrimonio		42.384.582	40.120.627
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	28	1.708.845	2.543.324
Deudas financieras	29	27.482.661	37.593.263
Pasivo por impuesto diferido	13	6.927.718	5.296.956
Provisiones y otros cargos	33	15.586	24.632
Total del pasivo no corriente		36.134.810	45.458.175
PASIVO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	28	8.441.856	7.995.756
Deudas financieras	29	1.541.631	2.133.429
Remuneraciones y cargas sociales	30	862.559	809.151
Cargas fiscales	31	1.688.297	196.659
Otras deudas	32	392.694	345.032
Total del pasivo corriente		12.927.037	11.480.027
Total del pasivo		49.061.847	56.938.202
Total del patrimonio y del pasivo		91.446.429	97.058.829

Las notas 1 a 43 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
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



Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2021 y 2020 y finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021
Expresado en miles de pesos

Atribuible a los propietarios de la Sociedad

	Aporte de los propietarios			Ganancias reservadas		Resultados acumulados			Subtotal	Participación no controlada	Total del patrimonio	
	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste prima de emisión ⁽³⁾	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Otros resultados integrales acumulados					Resultados no asignados ⁽⁴⁾
							Reserva por revaluación de activos	Reserva por inversiones a valor razonable				
Saldos al 30 de abril de 2020	179.802	9.505.505	79.686	4.212.727	808.518	17.999.159	6.599.271	195.166	2.839.357	42.419.191	304.478	42.723.669
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020 ⁽³⁾	-	-	-	-	141.967	2.697.390	-	-	(2.839.357)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(1.437.417)	(195.166)	(1.002.144)	(2.634.727)	31.685	(2.603.042)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(333.743)	-	333.743	-	-	-
Saldos al 30 de abril de 2021	179.802	9.505.505	79.686	4.212.727	950.485	20.696.549	4.828.111	-	(668.401)	39.784.464	336.163	40.120.627
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 25 de agosto de 2021 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	(668.401)	-	-	668.401	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(2.422.766)	-	4.717.374	2.294.608	(30.653)	2.263.955
Desafectación de Reserva por revaluación de activos ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(308.792)	-	308.792	-	-	-
Saldos al 30 de abril de 2022	179.802	9.505.505	79.686	4.212.727	950.485	20.028.148	2.096.553	-	5.026.166	42.079.072	305.510	42.384.582

(1) Para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

(2) Generada por la revaluación de activos (ver Nota 26).

(3) Ver Nota 27.

(4) Ver Nota 43.

Las notas 1 a 43 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

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 2021 y 2020 y finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2022	30.04.2021
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
Resultado neto del ejercicio		4.703.091	(972.901)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		(1.196.658)	(3.486.470)
Impuesto a las ganancias	13	5.722.882	889.177
Intereses sobre deudas financieras devengados y otros	29	3.058.367	5.375.853
Resultado recompra obligaciones negociables	12 y 29	(74.549)	(755.700)
Diferencia de cambio generada por deudas financieras y otras	29	6.854.441	14.713.832
Resultados financieros generados por inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(2.048.423)	(4.309.301)
Diferencia de cambio por cesión de derechos RECPAM		(7.696)	(10.356)
		(8.007.126)	(10.123.655)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	12	119.389	(233.342)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	15	9.892.254	7.717.132
Depreciación derechos de uso	18	162.243	195.844
Desvalorización de propiedad, planta y equipo	15	1.117.094	3.848.158
Costo por baja de Propiedad, planta y equipo	18	2.447	-
Resultado Compra participación San Jorge Energy		(506.584)	-
Provisión para juicios y multas	33	-	20.711
Cambios netos en activos y pasivos operativos:			
Disminución / (Aumento) de cuentas por cobrar comerciales		1.330.692	(860.575)
Disminución de otras cuentas por cobrar		927.693	1.931.713
Aumento de inventarios		(1.649.425)	(887.127)
Aumento de repuestos y materiales		(712.206)	(134.054)
Disminución de cuentas por pagar comerciales		(544.358)	(4.160.462)
Aumento / (Disminución) de remuneraciones y cargas sociales		53.406	(4.218)
Disminución de cargas fiscales		(1.489.290)	(1.455.258)
Aumento de otras deudas		47.664	345.030
Impuesto a las ganancias pagado		(31.691)	(19.808)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		17.723.657	7.624.223
Flujo de efectivo de las actividades de inversión			
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo		(15.735.647)	(4.281.087)
Evolución de inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(2.545.777)	4.743.574
Pago por adquisiciones de nuevas áreas		(203.851)	-
Cancelación de inversiones no consideradas efectivo		5.092.127	-
Flujo neto de efectivo (utilizado) / generado por las actividades de inversión		(13.393.148)	462.487
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			
Intereses pagados	29	(3.080.633)	(3.927.622)
Recompra de Obligaciones Negociables	29	(2.115.196)	(7.077.073)
Pasivos comerciales cancelados		(552.928)	-
Pago alquiler (NIF 16)		(179.678)	(241.446)
Deudas financieras canceladas	29	(864.730)	(1.807.909)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación		(6.793.165)	(13.054.050)
Disminución neta en el efectivo, equivalentes del efectivo y adelantos en cuentas corrientes		(2.462.656)	(4.967.340)
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		1.196.658	3.486.470
RECPAM generado por el efectivo y equivalentes de efectivo		(1.556.726)	(2.647.167)
Efectivo, equivalentes de efectivo y adelantos en cuentas corrientes al inicio del ejercicio	24	4.238.976	8.367.013
Efectivo, equivalentes de efectivo y adelantos en cuentas corrientes bancarios al cierre del ejercicio	24	1.416.252	4.238.976

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
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



Operaciones que no generan movimientos de efectivo

Información complementaria	30.04.2022	30.04.2021
Provisión por abandono de pozos	464.450	23.516
Adquisiciones en Propiedad, planta y equipo no abonadas	(1.269.063)	(984.438)

Las notas 1 a 43 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Carlos Brondo
Contador Público (UNCUYO)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 391 F° 078

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
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 2022 y 2021
Expresadas en miles de pesos

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Información general de la Sociedad

Capex S.A. (en adelante, "la Sociedad") fue creada en el año 1988 y junto con sus subsidiarias Servicios Buproneu S.A. (SEB), Hychico S.A. (Hychico) y EG WIND S.A. (E G WIND) (juntas, "el Grupo") tienen como actividad principal la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y renovables, la exploración y producción de hidrocarburos, y la prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases.

La Sociedad inició sus operaciones en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia del Neuquén a través de la explotación del yacimiento Agua del Cajón para luego expandir sus operaciones hacia el segmento de generación de energía eléctrica. Mediante la construcción y desarrollo de una Central Térmica de Ciclo Combinado de 672 MW de potencia instalada y una Planta de GLP (propiedad de SEB), ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró verticalmente sus operaciones. Como parte de esta integración vertical el gas producido por el segmento de hidrocarburos en los yacimientos es procesado en la Planta de GLP para separar los fluidos líquidos del gas seco y utilizar este último como combustible en la Central Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, el Grupo comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eólica y producción de hidrógeno y oxígeno. En el año 2017 la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento que incluyó la expansión de su negocio de explotación de hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas como Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste ubicada en la Provincia del Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, ambas ubicadas en la Provincia del Chubut.

El resumen de los negocios en los cuales participa la Sociedad es el siguiente:

Área / Negocio	Provincia	% Participación directa e indirecta	Operador	Año de vencimiento o de concesión	Tipo de concesión / actividad	Marco Normativo
Agua del Cajón	Neuquén	100%	Capex	2052	Exploración y explotación O&G	Decreto 556/17 (última extensión del área)
Pampa del Castillo	Chubut	95%	Capex	2026	Explotación O&G	Decreto 31//18 y 512/18
Loma Negra	Río Negro	37,50%	Capex	2034	Explotación O&G	Decreto 346/21 y Decreto 1484/17
La Yesera	Río Negro	37,50%	Capex	2037	Explotación O&G	Decreto 345/21 y Decreto 1485/17
Bella Vista Oeste	Chubut	100%	Capex	2045	Explotación O&G	Decreto 14/20
Parva Negra Oeste	Neuquén	90%	Capex	2027	Exploración O&G	Decreto 2499/19 (aprobación contrato exploración)
Puesto Zúñiga	Río Negro	90%	Capex	2047	Explotación O&G	Decreto Provincial N° 71/22
CT ADC	Neuquén	100%	Capex	-	Generación Energía	-
GLP	Neuquén	95%	SEB	-	Procesamiento y Separación de gases líquidos derivados del gas	-

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Área / Negocio	Provincia	% Participación directa e indirecta	Operador	Año de vencimiento de concesión	Tipo de concesión / actividad	Marco Normativo
PED I	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía Eólica	-
PED II	Chubut	99,26%	EG WIND	-	Energía Eólica	-
H&O	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía renovable	-

Segmento de Hidrocarburos

Provincia del Neuquén

Agua del Cajón: la Sociedad explota el área Agua del Cajón bajo una concesión otorgada por la Provincia del Neuquén en el año 1991 y extendida en sucesivas oportunidades. La última extensión, actualmente vigente, fue otorgada en el año 2017 mediante el Dec N° 556/17. El Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén otorgó la concesión de explotación no convencional sobre la totalidad del área por un plazo de 35 años venciendo la misma en 2052. Como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa piloto de desarrollo con inversiones por US\$ 126 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1º de enero de 2017. La Sociedad ha superado la inversión comprometida antes de lo estipulado.

Parva Negra Oeste: en noviembre de 2019, la Sociedad y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP") suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área Parva Negra Oeste por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027, con una inversión aproximada de US\$ 19 millones a realizarse dentro del primer período de exploración. Parva Negra Oeste se encuentra ubicada en una posición favorable para el desarrollo de la formación Vaca Muerta. Las condiciones de adjudicación contemplaron un pago de derecho de acceso al área a favor de la Provincia del Neuquén por US\$ 5,5 millones.

El contrato suscripto por la Sociedad y GyP prevé, en caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables y cumplidas ciertas condiciones, que GyP solicite una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Provincia de Río Negro

Loma Negra y La Yesera: En octubre de 2017 la Sociedad adquirió de Chevron Argentina S.R.L.: 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 en la provincia de Río Negro. Con posterioridad y mediante el pago de US\$ 1,5 millones más impuestos, la Sociedad adquirió de San Jorge Energy S.A. la participación del 18,75% que dicha sociedad poseía en la Concesión de Explotación "La Yesera" (ver Nota 41). Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión. El decreto de aprobación estipulaba un plazo de 30 días para efectivizar la operación. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes el 30 de junio de 2021, Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión. Con esta adquisición, Capex posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

Las operaciones de ambas concesiones se llevan a cabo mediante consorcios con otras empresas, siendo la Sociedad el operador de las mismas desde el momento de adquisición de las participaciones a Chevron Argentina S.R.L.

El 30 de marzo de 2021 los consorcistas de Loma Negra y La Yesera acordaron con la Provincia de Río Negro la extensión por 10 años adicionales de las concesiones de las áreas. El Poder Ejecutivo Provincial con fecha 20 de abril de 2021 emitió los Decretos 346/21 y 345/21 aprobando la extensión de las concesiones. El plazo de vigencia de la concesión del área Loma Negra vence el 24 de febrero de 2034 y el de La Yesera el 4 de agosto de 2037.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Las principales características de los acuerdos de extensión son las siguientes:

- Prorrogar ambas Concesiones de Explotación por un plazo de 10 años, es decir hasta el 24 de febrero de 2034 para Loma Negra y hasta el 4 de agosto de 2037 para La Yesera;
- Establecer para el Área Loma Negra: un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 35,6 millones (sujeto a determinadas condiciones); el pago de un Bono de Prórroga de US\$ 4,38 millones y de un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 1,31 millones;
- Establecer para el Área La Yesera: un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 25,4 millones (sujeto a determinadas condiciones), un Bono de Prórroga de US\$ 0,9 millones y un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 0,3 millones.
- En ambas áreas se abonará un aporte complementario del 3% mensual sobre la producción incremental de petróleo y gas. La producción incremental será la producida por los pozos nuevos perforados y terminados con posterioridad al acuerdo de prórroga y comprometidos en el Plan de inversiones. A partir del vencimiento del plazo original de la concesión de explotación, este 3% aplicará al total de la producción.

Con fecha 6 de mayo de 2021 se abonaron el bono de prórroga y el aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de ambas áreas.

El acuerdo de extensión del área La Yesera establecía una opción de ingreso a favor de uno de los concesionarios (YPF S.A.) para que, en un plazo determinado, definiera si iba a participar del plazo de prórroga de la concesión o si renunciaba al mismo. Dicho plazo venció el 27 de junio de 2021 siendo YPF S.A. titular del 35% de la concesión, y fue notificada su decisión de no participar del plazo de prórroga. Así, conforme lo acordado entre los socios, el porcentaje que el socio saliente deja vacante desde el 5 de agosto de 2027 será acrecido por la Sociedad, por lo que, la participación de ésta en el plazo de extensión de la concesión La Yesera desde dicha fecha será del 72,5%.

Como consecuencia de su decisión de no participar en el plazo de extensión de la concesión, los concesionarios acordaron que YPF S.A. tendrá la potestad de decidir si participa o no en las inversiones que se realicen en el Área hasta el vencimiento del plazo original de la concesión, esto es, hasta el 4 de agosto de 2027. En consecuencia, si YPF S.A. decidiera no participar en determinado proyecto de inversión, el porcentaje que esta última no ingrese, será absorbido por la Sociedad en virtud de lo mencionado en el párrafo anterior e YPF no tendrá derecho a la producción resultante ni estará obligado al pago de las regalías correspondientes.

Puesto Zúñiga: En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N°71/22, la provincia de Río Negro le otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zúñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% es compromiso firme y el resto contingente a resultados. Capex comenzará a operar el área mediante una UT (en trámite de constitución) con una participación de Capex 90% y EDHIPSA 10%.

Provincia del Chubut

Pampa del Castillo – La Guitarra: en agosto de 2018, la Sociedad adquirió de Enap Sipetrol y Petrominera del Chubut S.E. ("PMC") el 95% de la concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra, un área de explotación de petróleo ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia. El plazo de vigencia de la concesión vence en octubre de 2026. Las operaciones se llevan a cabo mediante una unión transitoria entre la Sociedad y PMC, en la cual la Sociedad es el operador.

Capex y PMC se comprometieron a invertir en el área hasta el año 2021 la suma de US\$ 108,4 millones, en proporción a sus participaciones y Capex, a su sola cuenta y riesgo, debió realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones en el mismo período. Adicionalmente, Capex y Petrominera deberán realizar hasta el año 2026 inversiones adicionales por US\$ 70 millones para hacer uso de la opción de continuar la explotación del área hasta el período ulterior, esto es, prorrogar la extensión de la concesión por 20 años adicionales, operando el vencimiento en el año 2046.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Bella Vista Oeste: En octubre de 2019, la Sociedad obtuvo la adjudicación de los derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I, ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia. Dicha adjudicación es por un período de 25 años desde el 1 de febrero de 2020, pudiendo la Sociedad solicitar prórrogas por plazos de 10 años de duración, en la medida que cumpla con sus obligaciones como concesionario, se encuentre produciendo hidrocarburos en el área y presente un plan de inversiones relativos al período de extensión.

Segmentos de Energía

Generación de energía térmica: El negocio de generación de energía eléctrica de fuente térmica tiene una capacidad nominal total de generación de 672 MW (ISO), y está formado por un ciclo abierto con una capacidad instalada total nominal de 371 MW y un ciclo combinado con fuego suplementario con una capacidad instalada total nominal de 301 MW. A efectos de vincular la Central Térmica Agua del Cajón (“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.

Generación de energía a partir de fuentes renovables: La Sociedad, a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, desarrolló y construyó dos parques eólicos: i) Parque Eólico Diadema I, con una potencia instalada de 6,3 MW, explotado por Hychico desde el año 2009 y ii) Parque Eólico Diadema II con una potencia instalada de 27,6 MW, explotado por EG WIND desde el año 2019 y adjudicado bajo el programa de Energías Renovables RenovAr Ronda 2. Ambos parques eólicos se encuentran cercanos a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia del Chubut. La energía generada en los parques eólicos es vendida a CAMMESA bajo contratos de largo plazo.

Generación de energía a partir de hidrógeno: La Sociedad, a través de Hychico, desarrolló y construyó una Planta de Hidrógeno ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia del Chubut. Como parte del proceso de producción de energía, el agua es inyectada en la planta para luego separar el Hidrógeno del Oxígeno. La planta posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h 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. 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.

Segmento de Procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas

La Sociedad opera, a través de su subsidiaria Servicios Buproneu S.A., una planta de GLP ubicada en el Yacimiento Agua del Cajón. El gas producido en el mencionado yacimiento, rico en componentes licuables, es procesado en la planta de GLP para así obtener 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 el petróleo, mientras que el gas seco remanente es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC.

La Sociedad continuará evaluando: i) potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúferos que permitan incrementar los niveles de producción y reservas; ii) la incorporación de negocios de generación de energía a partir de fuentes renovables.

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

1.2. Contexto económico en el que opera la Sociedad

Ante la pandemia COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el ASPO y DISPO a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo y el 1 de octubre de 2020, respectivamente. El DNU estableció como ciertas actividades esenciales, las guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de Yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica. Todos los negocios que forman parte del Grupo fueron declarados esenciales.

La Sociedad ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos mediante la venta de su producción ya sea en el mercado local como internacional. A la fecha dichos objetivos han sido alcanzados conforme a lo establecido por la Sociedad.

La Gerencia continúa constantemente monitoreando la situación, tomando las medidas que considera necesarias con el objetivo de asegurar la integridad sanitaria de su personal, mantener la operación de todos sus segmentos de negocio y preservar la situación financiera.

En los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021 se incluyeron en el rubro Otros egresos operativos netos los costos directos asociados al COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos (ver Nota 11).

Medidas del BCRA

Durante el año 2020, el BCRA emitió una serie de medidas cambiarias, con el objetivo de regular el Mercado único y libre de cambios (MULC), con el objetivo de proteger las reservas internacionales.

Las principales medidas fueron:

- Se dispuso la obligación de presentación de una DDJJ para poder acceder al MULC, dejando constancia que la totalidad de las tenencias en moneda extranjera en el país se encuentra depositadas en cuentas en entidades financieras locales, y que no se poseen activos externo líquidos disponibles por un monto superior a US\$ 100.000.- Se define como activos externos líquidos, a los depósitos a la vista en entidades financieras del exterior, y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de fondos, (entre otros títulos públicos y privados del exterior, fondos comunes de inversión).

- En cuanto a las importaciones, las entidades financieras podrán dar acceso al MULC para el pago de las obligaciones que cuenten con registro de ingreso aduanero que consten en el SEPAIMPO (Seguimiento de Pagos de Importaciones) siempre que se cumplan con ciertos requisitos formales de la operación, como ser factura, registro aduanero, etc. Asimismo, a partir del 3 de marzo del 2022, el BCRA solicitará para ciertas importaciones una declaración SIMI (Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones) en estado A o C, según posición arancelaria, para poder realizar el pago. En caso de contar con estado de salida B, la misma se podrá cancelar a partir del día 180. A partir del mes de junio 2022, el BCRA realizó determinados cambios en el cálculo para poder acceder a una declaración SIMI A o C . Adicionalmente, incluyo a las licencias no automáticas para ser pagadas como SIMI B.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

En caso de pago anticipado de importaciones, con fecha 1 de diciembre de 2021 el BCRA estableció que podrán realizar pagos de importación de bienes de capital hasta la suma de US\$ 1.000.000.- o que se cumplan ciertas condiciones, como ser, que la suma de los pagos anticipados cursados en el marco de este punto no supere el 30% del monto total de los bienes a importar; la suma de los pagos anticipados, a la vista y de deuda comercial sin registro de ingreso aduanero cursados en el marco de este punto, no supere el 80% del monto total de los bienes a importar, entre otros, y adicionalmente se deberá cumplimentar con la demostración del registro aduanero en un plazo determinado según el tipo de bien que se importe. Desde junio 2022 y hasta el 30 de septiembre de 2022, se elimina el pago anticipado de hasta US\$ 1.000.000.- y solo se permiten pagos a la vista o diferido sin despacho hasta el 80% del monto total de los bienes a importar.

- En lo que se refiere a la cancelación de deuda financiera, el BCRA estableció regulaciones respecto de deudas financieras contraídas en el exterior. La normativa establecía que aquellos que tengan programados pagos por vencimientos de capital, durante el período del 15 de octubre de 2020 al 31 de marzo de 2021, extendiendo los vencimientos a diciembre 2022 inclusive, por las siguientes operaciones:

- a) Endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, o
- b) Endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, o
- c) Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades, denominadas en moneda extranjera,

debían presentar ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

- i) el monto neto por el cual se accederá al Mercado de Cambios en el plazo original no superará el 40% del monto de capital que vencía en ese período; y
- ii) el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento financiero cuya vida promedio sea de 2 años. Adicionalmente, a esta refinanciación otorgada, se computarán nuevos endeudamientos o nuevas emisiones que las entidades pudieran recibir.

Con fecha 25 de febrero de 2021, a través de la Comunicación "A" 7230 y modificaciones el BCRA estableció el mismo esquema explicado anteriormente para los vencimientos de capital programados entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2022, quedando exceptuados los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 (nuevos y refinanciados según Com. 7106).

Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando:

- i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;
- ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos;
- iii) el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US\$ 2.000.000 por mes calendario.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Asimismo, con la Comunicación BCRA “A” 7196, entre otras modificaciones, se admitió que fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de la deuda concertada a partir de enero de 2021.

Esta normativa no tiene efecto para el Grupo ya que el mismo no posee vencimientos de capital de su deuda financiera con el exterior durante el período antes mencionado.

Para el caso de los pagos de servicios, a fin de acceder al MULC se deberá acompañar una declaración jurada demostrando que el monto acumulado hasta el mes en curso, incluyendo el pago que se pretende cursar, de los pagos de servicios con el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (“SIMPES”) en el año en curso y en todo el sistema financiero, no supera al monto total de los pagos cursados por el importador durante el año 2021 por la totalidad de los conceptos comprendidos. Si el monto resultase inferior a US\$ 50.000 se adoptará este último monto o el límite anual, aquel que sea menor. En caso de que el importador no hubiera pagado servicios en el año 2021, se tomará US\$ 20.000 como monto límite.

Asimismo, existen algunas excepciones para la presentación de la DDJJ, como ser realizar el pago de los mismos a los 180 días de la fecha efectiva de la prestación del servicio, obtener financiamiento de importación de servicios de un banco local con fondeo exterior a 180 días, entre otros.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina puede visitar el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar.

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, 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 a partir del 2007 con la promulgación de la llamada Ley Corta N° 26.197.

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 a 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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.

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.

En función del contexto económico que atraviesa el país mencionado en Nota 1, con fecha 18 de mayo de 2020 se emitió el Decreto N° 488/2020, publicado en el Boletín Oficial el 19 de mayo de 2020, mediante el cual el Poder Ejecutivo Nacional estableció que las entregas de crudo que se efectúen en el mercado local entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2020 deberían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores tomando un valor de referencia para el crudo tipo Medanita de US\$ 45 / bbl. El artículo 1° de esta norma (que se contradice con lo que expresamente determina la Ley 17.319 respecto de que el precio base de cálculo para el pago de regalías debe ser el efectivamente percibido) quedó sin efecto cuando la cotización del Brent superó dicho valor durante diez días consecutivos, hecho que ocurrió a fines de agosto de 2020.

Se había facultado a la Secretaría de Energía para la modificación trimestral del precio de referencia como así también la revisión periódica del alcance de la medida dispuesta sobre la base de parámetros de volumen de producción y de niveles de actividad e inversión. Asimismo, el decreto dispuso que durante la vigencia del mismo las empresas productoras deben:

- 1) Sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019;
- 2) Cumplir con el plan anual de inversiones;
- 3) No acceder al mercado de cambios para la formación de activos externos ni adquirir títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior; y
- 4) Aplicar el precio fijado en todos los casos para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas.

Sin perjuicio de lo expuesto, se mantienen vigentes sus disposiciones en cuanto a los porcentajes a abonar en concepto de derechos de exportación, tal como se explica en el siguiente punto.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Derechos de Exportación

Mediante el Decreto 793/2018 de fecha 3 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional fijó hasta el 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM), entre ellas el conjunto de hidrocarburos que comercializa la Sociedad. El derecho establecido no podría exceder de \$4/US\$ del valor imponible o del precio oficial FOB.

Mediante Decreto N° 37/19 del Poder Ejecutivo Nacional publicado en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB como derechos de exportación de acuerdo con el Decreto N° 793/18. En consecuencia, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos pasó a ser del 12% sin tope alguno.

Por otra parte, mediante la Ley N° 27.541 publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las alícuotas de los derechos de exportación aplicables a hidrocarburos y minería no podían superar el 8% del valor imponible o del precio FOB. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12%. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

Por último, el Decreto N° 488/2020 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 18 de mayo de 2020, establece un esquema para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación, dejando sin efecto toda norma que se oponga a ello, a cuyos efectos se definen las siguientes variables:

- Valor Base (VB): US\$ 45/bbl.
- Valor de Referencia (VR): US\$ 60/bbl.
- Precio Internacional (PI): el último día hábil de cada mes la Secretaría de Energía publicará la cotización del precio del barril "ICE Brent primera línea", considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures Settlements".

En base a estas definiciones, establece para los derechos de exportación:

- Una alícuota del 0% en los casos en que el PI sea igual o inferior al VB.
- Una alícuota del 8% en los casos en que el PI sea igual o superior al VR.
- En los casos en que el PI se encuentre comprendido entre el VB y el VR, la alícuota se determinará utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \frac{\text{PI} - \text{VB}}{\text{VR} - \text{VB}} \times 8\%$$

b) Sector eléctrico

b.1) Esquema de remuneración vigente para la Central Térmica Agua del Cajón

Resoluciones 31/2020, 440/2021 y 238/2022 de la Secretaría de Energía

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución 31/2020, la cual pesificó los valores remunerados mediante la Resolución Res 1/2019 de la exSecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) a partir del 1 de febrero de 2020.

Asimismo, dispuso que los valores expresados en pesos se actualizarían en forma mensual en función de un factor que surgirá de la suma del 60% de la variación del Índice de Precios al consumidor (IPC) y el 40% de la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) del mes anterior. Ésta hubiese comenzado a aplicar a partir de la transacción correspondiente al segundo mes de vigencia de la resolución. Mediante la Nota Administrativa NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, de fecha 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA-2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 estableció un incremento retroactivo a la transacción de febrero 2021 para los valores remunerados a la potencia y a la energía de los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) de un 29% aproximadamente respecto de la Res 31/2020.

Adicionalmente, con fecha 21 de mayo de 2021 y mediante la Nota B – 156035-1, CAMMESA solicitó a los Agentes Generadores el desistimiento por nota de cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso planteados contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionados con el Artículo 2° de la Res 31/2020, así como la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA a futuro en relación con el tema en cuestión. En virtud de ello, con fecha 10 de junio de 2021 la Sociedad presentó la Nota correspondiente.

Con fecha 21 de abril de 2022 la Secretaría de Energía publicó la Res 238/2022 la cual actualiza en un 30% aproximadamente los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de febrero de 2022, sumando un 10% adicional a partir de la transacción de junio de 2022.

Los valores fijados ajustados a partir de la Res 440/2021 y la Res 238/2022 para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

- i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación

- a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650	129.839	168.791	185.670

Esta remuneración será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

- b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – J-I - Ago	360.000	464.400	603.720	664.092
Mar – Abr – May – Sep – O-t - Nov	270.000	348.300	452.790	498.069

La remuneración mensual de potencia de un generador habilitado térmico (GHT) será proporcional a la disponibilidad mensual, al factor kFM (horas del mes que fuera mantenimiento acordado/ horas del mes) y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los mantenimientos programados y acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del agente generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, es responsabilidad del GHT y será tratada como una indisponibilidad forzada.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA-2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

ii) Remuneración por energía generada y operada

- a) Energía Generada: el precio variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología/Escala	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	310	403	443

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a ésta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

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

	Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
			De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
Energía operada	84	108	140	154

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a ésta igual al 60 % de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

iii) Remuneración disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento

La Res 31/2020 introduce el concepto de Período de evaluación de funcionamiento del parque generador en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT), a las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán, como muestra el siguiente cuadro, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	Períodos			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

Los GHT recibirán por la potencia generada media en las 50 horas de mayor requerimiento térmico del mes, diferenciando a las primeras 25 horas de las segundas 25 horas y los períodos estacionales del año (verano, invierno, otoño y primavera), la siguiente remuneración:

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Res 31/2020 (de febrero 2020 a enero 2021)	Res 440/2021 (de febrero 2021 a enero 2022)	Res 238/2022	
		De febrero a mayo 2022	A partir de junio 2022
[\$/MW]	[\$/MW]	[\$/MW]	[\$/MW]
37.500	48.375	62.888	69.176

Para la determinación total de la remuneración de disponibilidad de potencia, al valor definido por MW se le aplica la siguiente tabla:

	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1 (Primeras 25 hs del mes)	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2 (Segundas 25 hs del mes)	0,6	0,0	0,6	0,0

Por último, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la resolución.

La Res. N°1037/21 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 2 de noviembre del 2021, creó la Cuenta Exportaciones como parte del Fondo de Estabilización, fondeada con los ingresos provenientes de la exportación de energía, los cuales serán destinados al financiamiento de obras de infraestructura energética y asignados según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía. También establece un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración a los Generadores comprendidos en la Res. N° 440/21, que abarcará las transacciones económicas comprendidas entre septiembre 2021 y febrero 2022 inclusive.

Posteriormente, el 10 de noviembre de 2021 se publicó la Nota NO-2021-108163338-APN-SE#MEC de la SEN, mediante la cual se instruye a CAMMESA a considerar en el cálculo de las transacciones económicas, un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia. Asimismo, establece que se reconocerá un monto adicional de 1000 \$/MWh exportado en el mes, el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Generador alcanzado.

b.2) Energías renovables

b.2.1) Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema I.

Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011

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 estuvieran 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 Sr. ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determinara.

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses, otorgables por la Secretaría de Energía, o hasta el cumplimiento del volumen comprometido, lo que suceda primero.
- 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.
 - 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.

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.

Si bien la Resolución N° 108/11 se encuentra derogada en virtud de la Resolución 202 – E/2016, esta última norma estableció que se mantendrán en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución N° 108/2011 conforme fueron establecidos oportunamente.

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, entendiéndose por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema II. Resolución Secretaría de Gobierno de Energía N° 488/2017

Con fecha 19 de diciembre de 2017, mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en las Resoluciones N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de ese Ministerio, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada tecnología en cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente.

Bajo esta normativa EG WIND suscribió un contrato con CAMMESA de fecha 4 de junio 2018 con las siguientes características.

- Plazo: veinte (20) años desde la Habilitación Comercial con opción de extender si no se cumple con la Energía Contratada
- Parte vendedora: P.E DIADEMA II – E.G WIND
- Parte compradora: CAMMESA
- Remuneración = Precio Adjudicado * Factor de Incentivo + Tributos + Incrementos Fiscales Trasladables.
- Cláusula “Toma o Paga” (ToP). Debido a que no se concluyeron las obras del Sistema de Transporte Ampliado y existe una limitación a la inyección de energía, CAMMESA – hasta tanto ello no ocurra – se obliga a pagar el Precio Adjudicado por el P50 de la energía restringida durante las horas que operó la restricción.

b.3) Normativa general del Mercado Eléctrico Argentino

Programación Estacional.

Mediante Res SE N° 40/2022, publicada el 31 de enero 2022, se aprueba la Programación Trimestral de verano correspondiente al período febrero - abril 2022 y mediante la Res SE N°305/2022, publicada el 2 de mayo de 2022, se aprueba la Programación Estacional de invierno correspondiente al período mayo-octubre 2022. Con las normas indicadas se procura que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), efectúe el despacho óptimo de energía eléctrica que minimice el costo total de operación y determine para cada distribuidor, los precios estacionales que pagará por su compra en el Mercado Eléctrico Mayorista.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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.

Decreto 531/2016 – Reglamentación de la “Ley de Renovables”

El día 31 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 531/2016 que aprobó la reglamentación de la Ley 26.190, modificada por el Capítulo I de la Ley 27.191 y del Capítulo II de la Ley 27.191 referente a la Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Asimismo aprobó la reglamentación de los Capítulos de la Ley 27.191 correspondientes al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energía Renovables (III), la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento (IV), los Incrementos Fiscales (V), el régimen de importaciones (VI), el acceso y utilización de fuentes renovables de energía (VII), energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes (VIII) y las cláusulas complementarias (IX) que establecen que la autoridad de aplicación deberá difundir ampliamente las ofertas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía y que invita a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a las Provincias a adherir a la ley y a dictar sus propias normas destinadas a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

Resolución SE E-275/2017

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. Hychico participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40).

Resolución E-281/2017 – Mercado a término de Energía Renovable “MATER”

El 22 de agosto de 2017 se publicó la Res 281/2017 que estableció el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en el marco de lo establecido por la Ley 27.191 y el Decreto reglamentario 531/2016. Este Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de acuerdo con lo fijado en el artículo 9º de la Ley 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del MEM, o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KV) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 27.191 y el artículo 9 del Anexo II del Decreto 531. Específicamente se estableció que la obligación para los sujetos individualizados en el mencionado artículo de la Ley podría cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA. El art. 9, en su inciso 2, apartado (i) del Anexo II, del decreto reglamentario prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley 27.191, por los sujetos comprendidos en su artículo 9, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley y en el decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración establecidos en los Procedimientos de CAMMESA y en la normativa complementaria que dicte la autoridad de aplicación.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Resolución 230/2019, Resolución 551/2021 y Resolución 1260/2021. Readecuación de proyectos renovables y cambios en el mantenimiento de la prioridad de despacho.

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Res N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Res N° 281/2017 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto.

Esta Resolución fue modificada por la Resolución N° 551/2021 que actualizó las condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, las formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y los valores establecidos para establecer la prioridad de despacho hasta obtener la habilitación comercial. Se puede prorrogar la prioridad de despacho por un plazo de 180 días demostrando el avance de un 60% del proyecto, abonando la suma de US\$ 1.500 por megavatio de manera trimestral (en caso de modificación del sitio del proyecto), US\$ 1.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados o por 360 días adicionales, abonando la suma de US\$ 4.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados.

Asimismo, la Res N° 551/2021 instruye al OED a invitar a los proyectos que cuenten con prioridad de despacho asignada – y que aún no lograron la habilitación comercial - a optar por readaptarse o abandonar el régimen.

En línea con la Res N° 551/2021, la Res N° 1260/2021 publicada el 29 de diciembre 2021 estableció que los proyectos adjudicados con prioridad de despacho asignada bajo cualquier esquema normativo (Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables, de acuerdo con lo establecido en la Res N° 202/2016), y que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento o bien su reconducción.

Resolución N° 14/2022. Cambios en el MATER

Con fecha 20 de enero 2022 se publicó la Res N° 14/2022 de la Secretaría de Energía que introduce cambios en el MATER respecto a cómo se designa la Prioridad de Despacho. La misma se asignará a quien declare el Factor de Mayoración más alto,

Resolución N° 330/2022. Manifestación de interés para desarrollo de infraestructura

Con fecha 9 de mayo 2022, se publicó la Res N° 330/2022 de la Secretaría de Energía por la cual se convoca a presentar Manifestaciones de Interés (MDI) para desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar energía proveniente de fuentes renovables y/o instalaciones de almacenamiento de energía en el MEM.

Resolución N° 370/2022. Habilitación de contratos entre Generadores MATER y Distribuidores.

Con fecha 13 de mayo de 2022 se dictó la Res N° 370/2022, a través de la cual se habilitaron los contratos entre Generadores y Distribuidores en el Mercado a Término de Energía Renovables (MATER).

La resolución permite a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas con consumos mayores o iguales a 300 KW (GUDIs).

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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

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.

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. El Programa tuvo vigencia desde la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución 46-E/2017 hasta el 31 de diciembre de 2021.

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 y con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa. El plan de inversión comprometido se encuentra cumplido con una inversión total de millones de US\$ 127,5.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

La Sociedad ha presentado las declaraciones juradas por la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – diciembre 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – diciembre 2021 por un monto aproximado de \$ 3.585,6 millones (expresado en moneda histórica). La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017, cuyo importe ascendió a \$ 846,9 millones y 2.206,6 millones al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente (ver Notas 3.17 y 7). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado la totalidad de las compensaciones mencionadas.

Resolución 12/2019 SEN

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/2019 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/2018, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Nota Secretaría de Energía NO-2020-05333189-APN-SE#MDP- Mecanismos para la provisión de Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista en las subastas

El 24 de enero de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-05333189-APN-SE#MDP, la cual instruye a CAMMESA a incluir en las Condiciones Generales y Particulares de los Concursos, cláusulas que impliquen la obligación de entrega de los volúmenes adjudicados y nominados por CAMMESA.

Sin perjuicio de aún mantenerse los Concursos de CAMMESA, desde el año 2021 la mayoría del gas provisto a CAMMESA proviene del Plan Gas.

Decreto 892/2020 – Plan de Promoción de la producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 – Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía Concurso Público Nacional. Convocatoria – Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía - Adjudicación del Concurso Público.

Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el Plan de Promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 (el “Plan Gas 2020-2024”), basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan.

El Plan Gas 2020-2024 se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras de gas, así como también de CAMMESA y de empresas prestadoras de servicio público de distribución y subdistribución de gas que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras.

El Plan establece las siguientes pautas, criterios y condiciones principales:

- a. Volumen: base total de 70 MM m³/día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema. La apertura del volumen por cuenca es la siguiente: Cuenca Austral 20 MM m³/día, Cuenca Neuquina 47,2 MM m³/día y Cuenca Noroeste 2,8 MM m³/día.
- b. Plazo: 4 años iniciando en enero de 2021. Para los proyectos costa afuera el plazo será de hasta 8 años.
- c. Exportaciones: las empresas productoras adjudicadas pueden contar con condiciones preferenciales de exportación por hasta un volumen total de 11 MM m³/día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal.
- d. Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares son negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.
- e. Los productores deben comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales.
- f. Valor agregado nacional y planes de inversión: las empresas productoras intervinientes cumplirán con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional tanto en materia de empleo, provisión de bienes y servicios.
- g. En caso de incumplimiento por parte de los productores, en función del tipo de incumplimiento, estos percibirán un precio menor, serán pasibles de penalidades y hasta podrán ser excluidos del Plan Gas 2020-2024.
- h. Los productores oferentes podrán renunciar –total o parcialmente- o no a los volúmenes comprometidos bajo las Resoluciones Nros. 46 /2017, 419 /2017 y 447/2017.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Por su parte, la Secretaría de Energía instrumentó el Plan Gas 2020-2024 mediante Resolución N° 317/2020 publicada en el Boletín Oficial de la Nación el 24 de noviembre de 2020.

El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el punto de Ingreso al Sistema de Transporte ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados.

La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SEN N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución N° 46/2017.

El 30 de diciembre 2020 se publicó la Res N° 447/2020 por la cual se aprueban las asignaciones de volúmenes de gas natural adjudicados por el Art 2° de la Res N° 391/2020, por productor, licenciataria de distribución y/o subdistribución y cuenca de origen.

Resolución 360/2021. Nuevo régimen de exportaciones de gas natural

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 360/2021 publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2021, estableció que las exportaciones de gas natural a las que refiere el art. 3 de la Ley N° 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el "Procedimiento de Exportación") derogando para ello la Res SE N° 417/2019 y la Disposición N°284/2019 de la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles.

La Resolución fue adoptada en el marco del Plan Gas 2020-2024, previsto en el Anexo del Decreto N° 892/2020, que establece en su art. 4 inciso c) que podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno. En caso de ser otorgada la autorización, las exportaciones analizadas adquieren carácter de "firme" y ya no podrán ser interrumpidas por la Secretaría de Energía.

Res 984/2021 y Res 1091/2021. Ronda 3 del Plan Gas 2020-2024

El 21 de octubre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 984/2021 de la Secretaría de Energía, que convocó a la Ronda 3 del concurso público nacional para el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan Gas 2020-2024 Ronda 3") cuyo objetivo fue el de completar 70 MMm³/d.

Las ofertas bajo la Ronda 3 fueron presentadas el 2 de noviembre de 2021 y, mediante la Resolución N° 1091/2021 de la Secretaría de Energía (publicada en el Boletín Oficial el 12 de noviembre de 2021), se adjudicaron los volúmenes adicionales a ser inyectados desde la cuenca Neuquina y se aprobaron los precios allí previstos. En total se adjudicaron 3 MMm³/d para los meses de mayo 2022 a diciembre 2024. El concurso se declaró desierto respecto de las cuencas Noroeste y Austral. La Sociedad no presentó oferta alguna.

Resolución 67/2022. Gasoducto Néstor Kirchner

El 7 de febrero de 2022 se publicó la Res N° 67/2022 por la cual se declara de interés público nacional la construcción del Gasoducto Néstor Kirchner como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural con punto de partida en las proximidades de Tratayen, Provincia del Neuquén, hasta las proximidades de San Jerónimo, Provincia de Santa Fe.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Resolución N° 235/2022 y Res N° 403/2022. Audiencia pública y actualización de los precios del gas natural

A través de la Resolución SE N°235/2022 publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, se convocó a Audiencia Pública para el tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023.

El 28 de mayo de 2022 el Ministerio de Economía de la Nación, mediante la Secretaría de Energía, publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 403/2022 con los nuevos cuadros tarifarios correspondientes a la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) aplicables a partir del 1° de junio de 2022.

DNU 227/2022. Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos

El 27 de mayo de 2022 el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, por el cual se establecieron los términos y condiciones del nuevo Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos para impulsar inversiones en el sector. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros se encuentra pendiente de reglamentación.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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 N° SEN 1070/2008 y 1071/2008

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 34.2 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 34.2 a.2).

Res SEN N° 77/2012

En marzo 2012 se publicó la Res SEN 77/12, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se proroga 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 34.2 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 ha impugnado la aplicación de dichos programas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecido por la Resolución 249/2021, de la Secretaría de Energía, vigentes al 30 de abril de 2021 quedaron establecidos en \$/tn 12.626,60 para el butano y \$/tn 12.626,60 para el propano.

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 (expresado en moneda histórica). 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 (expresado en moneda histórica).

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 G-P - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios. Sin perjuicio de ello, la Sociedad realizó entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes, indicando también que esa dependencia se encuentra abocada a las tareas tendientes a extender la vigencia del Acuerdo al menos hasta el 30 de junio de 2020.

En el mes de agosto de 2020 se firmó el Décimo Séptimo 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 2020). A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a unos precios salida de planta (“Precio Acordado”) iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resulten de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, La Pampa, en el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del “Resto País” a un precio establecido en \$/TM 8.937.

Las Empresas Productoras recibirán una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se considerará la diferencia entre: i) los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes a los Precios Acordados; y ii) los ingresos netos que se hubieran obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio “GLP-Paridad de Exportación.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Posteriormente se firmaron las prórrogas Décimo Octava (con vencimiento 31/12/2021) y la Décimo Novena al Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (con vencimiento 31/12/2022) manteniendo las condiciones indicadas en el Décimo Séptimo Acuerdo de Prórroga.

Mercado externo

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/2018 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso. Actualmente la Aduana liquida los derechos de exportación al 8% en función de lo dispuesto por el Decreto N° 488/2020.

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES

3.1 – Bases de presentación

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados de conformidad 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). Todas las NIIF efectivas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros fueron aplicadas.

Los presentes estados financieros consolidados contienen todas las exposiciones significativas requeridas por las NIIF. También fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la CNV.

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, la Sociedad 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 miles de pesos sin centavos, excepto que se indique en forma expresa alguna situación diferente. Los mismos han sido preparados en moneda homogénea al cierre del ejercicio, modificado por la medición de ciertos activos y pasivos financieros y no financieros a valor razonable.

La información incluida en los estados financieros es expresada en la moneda funcional y de presentación de la Sociedad, la cual es la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad. La moneda funcional es el peso argentino, la cual es coincidente con la moneda de presentación de los estados financieros.

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 5.

Los presentes estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 11 de julio de 2022.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Reexpresión de estados financieros

Los estados financieros han sido expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2022 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" aplicando la metodología definida en Nota 3.3.

Información comparativa

Los saldos al 30 de abril de 2021 que se exponen en los presentes estados financieros consolidados a efectos comparativos surgen de los estados financieros a dicha fecha expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2022 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" aplicando la metodología definida en Nota 3.3. 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.

Depósito de documentación contable y societaria

Con fecha 14 de agosto de 2014, la CNV emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial.

En tal sentido, se informa que la Sociedad y sus subsidiarias poseen la guarda de papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, así como sus libros societarios (conforme fuera informado a la CNV por nota el 3 de septiembre de 2019), en su sede administrativa sita en Carlos F. Melo 630, Localidad de Vicente López, Provincia de Buenos Aires.

Asimismo, se encuentra a disposición en el domicilio legal, el detalle de la documentación y de los libros societarios dados en guarda.

3.2 - Normas contables

3.2.1 - Normas nuevas y modificadas adoptadas por la Sociedad

El Grupo no ha aplicado nuevas normas por primera vez a partir del 1 de mayo de 2021.

3.2.2 - Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia para ejercicios financieros que comenzaron el 1 de mayo de 2021 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 2021:

- NIIF 17 - Contratos de seguros

Emitida en mayo 2017 y modificada en junio de 2020. Reemplaza a la NIIF 4 introducida como norma provisional en 2004 con la dispensa de llevar a cabo la contabilidad de los contratos de seguros utilizando las normas de contabilidad nacionales, resultando en múltiples enfoques de aplicación. La NIIF 17 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar relacionada con contratos de seguros y es aplicable a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada para entidades que aplican NIIF 9 y NIIF 15. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la NIIF 17; 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
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

- NIC 1 - Presentación de estados financieros

Modificada en enero y julio de 2020 y febrero 2021. Incorpora modificaciones relativas a la clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes y a la información a revelar sobre políticas contables. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada, no obstante, se estima que la aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIIF 3 - Combinaciones de negocios

Modificada en mayo de 2020. Incorpora referencias a las definiciones de activos y pasivos del nuevo marco conceptual y aclaraciones relacionadas con activos y pasivos contingentes en los que se incurra por separado de los asumidos en una combinación de negocios. Aplica a las combinaciones de negocios a partir del 1 de enero de 2022 y admite adopción anticipada. La aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIC 16 - Propiedades, planta y equipos

Modificada en mayo de 2020. Incorpora modificaciones respecto del reconocimiento de inventarios, ventas y costos de elementos producidos mientras se lleva un elemento de propiedades, planta y equipo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la modificación; 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.

- NIC 37 - Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Modificada en mayo de 2020. Clarifica el alcance del concepto de costo de cumplimiento de un contrato oneroso. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIC 8 - Políticas Contables

Modificada en febrero de 2021. Clarifica el tratamiento de las estimaciones requeridas en la aplicación de las políticas contables. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera.

- NIC 12 - Impuesto a las Ganancias

Modificada en mayo de 2021. Incorpora modificaciones respecto del reconocimiento del impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una transacción única, dando lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles de igual importe. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

3.3. – Consideración de los efectos de la inflación

La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (“NIC 29”) requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio o período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. 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. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, 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%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018.

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo tanto, mediante su Resolución General 777/2018 (B.O. 28/12/2018), la CNV dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

De acuerdo con la NIC 29, los estados financieros de una entidad que informa en la moneda de una economía de alta inflación deben reportarse en términos de la unidad de medida vigente a la fecha de los estados financieros. Todos los montos del estado de situación financiera que no se indican en términos de la unidad de medida actual a la fecha de los estados financieros deben actualizarse aplicando un índice de precios general. Todos los componentes del estado de resultados deben indicarse en términos de la unidad de medida actualizada a la fecha de los estados financieros, aplicando el cambio en el índice general de precios que se haya producido desde la fecha en que los ingresos y gastos fueron reconocidos originalmente en los estados financieros.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la FACPCE con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Los principales procedimientos para el ajuste por inflación mencionado anteriormente son los siguientes:

- Los activos y pasivos monetarios que se contabilizan a moneda de cierre del balance no son reexpresados porque ya están expresados en términos de la unidad monetaria actual a la fecha de los estados financieros.
- Activos y pasivos no monetarios que se contabilizan a costo a la fecha del balance, y los componentes del patrimonio, se reexpresan aplicando los coeficientes de ajuste correspondientes.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

- c. Los ingresos y gastos (incluyendo los intereses y diferencias de cambio) del estado de resultados, se reexpresan desde la fecha de su registraci3n contable, salvo aquellas partidas del resultado que reflejan o incluyen en su determinaci3n el consumo de activos medidos en moneda de poder adquisitivo de una fecha anterior a la registraci3n del consumo, las que se reexpresan tomando como base la fecha de origen del activo con el que est1 relacionada la partida (por ejemplo, depreciaci3n y otros consumos de activos valuados a costo hist3rico).
- d. El efecto de la inflaci3n en la posici3n monetaria neta de la Sociedad se incluye en el estado de resultados, en "Otros resultados financieros RECPAM".
- e. Las cifras comparativas se han ajustado por inflaci3n siguiendo el mismo procedimiento explicado en los puntos precedentes.

En la aplicaci3n inicial del ajuste por inflaci3n, las cuentas del patrimonio fueron reexpresadas de la siguiente manera:

- a. El capital social y la prima de emisi3n fueron reexpresados desde la fecha de suscripci3n o desde la fecha del 3ltimo ajuste por inflaci3n contable, lo que hubiera sucedido despu3s. El monto resultante fue incorporado en las cuentas "Ajuste de capital" y "Ajuste prima de emisi3n", respectivamente.
- b. Los otros resultados integrales fueron reexpresados desde cada fecha de imputaci3n contable.
- c. Las reservas por revaluaci3n se encuentran expresadas en t3rminos reales.
- d. Las otras reservas de resultados no fueron reexpresadas en la aplicaci3n inicial.

El ajuste por inflaci3n se calcul3 considerando los 3ndices establecidos por la FACPCE con base en los 3ndices de precios publicados por el INDEC. Al 30 de abril de 2022, el 3ndice de precios ascendió a 716,9399, con una inflaci3n anual del 58,0%.

3.4. – Principios de consolidaci3n y contabilidad de participaci3n en sociedades y acuerdos conjuntos

3.4.1 - Consolidaci3n

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por 3sta. Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad tiene el poder y el derecho de decidir las pol3ticas operativas y financieras, a fin de obtener retornos variables de sus actividades, y con capacidad de afectar dichos retornos. Las subsidiarias son 3ntegramente 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 consolidaci3n son los siguientes:

1. Eliminaci3n de saldos de cuentas de activos y pasivos rec3procos entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan 3nicamente los saldos que se mantienen con terceros;
2. Eliminaci3n de operaciones entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan 3nicamente aquellas operaciones concertadas con terceros;
3. Eliminaci3n de las participaciones en el patrimonio y en los resultados integrales de cada ejercicio de las sociedades controladas en su conjunto.

Las pol3ticas contables de las subsidiarias se han modificado en los casos en que ha sido necesario para asegurar la uniformidad con las pol3ticas adoptadas por la Sociedad.

Las subsidiarias de la Sociedad al 30 de abril de 2022 y 2021 son las que se detallan a continuaci3n. El Capital Social de las mismas est1 conformado por acciones ordinarias.

V3ase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

V3ase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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	85,2046%	14,7954%	Producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables
E G WIND S.A. (E G WIND)	Argentina	99,26%	0,74%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

a) 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 2022 y 2021. 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

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 48,6770 del capital y de los votos al 30 de abril de 2022 y 2021 y adicionalmente posee el 36,5276 de manera indirecta al 30 de abril de 2022 y 2021. 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 y (ii) la Planta de producción de hidrógeno y oxígeno a través del proceso de electrólisis, utilizando el hidrógeno como combustible para la generación de energía eléctrica.

c) 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 2022 y 2021 y adicionalmente posee el 4,26% de manera indirecta a la misma fecha. E G WIND se dedica a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y se encuentra operando desde septiembre de 2019 el Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40)

3.4.2 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 41).

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 controlante 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 controlante 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

El Grupo 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.

3.4.3 Participaciones en operaciones conjuntas

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. El Grupo ha analizado la naturaleza de sus operaciones conjuntas y ha determinado que las mismas califican como tales. En consecuencia, el Grupo 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 el Grupo control conjunto de la actividad de dichas operaciones.

En Nota 42 se expone la situación financiera resumida de las operaciones conjuntas.

Recuperabilidad de las participaciones

En la valuación de las participaciones en operaciones conjuntas, cada una considerada una unidad generadora de efectivo (UGE), se analiza a cada fecha de cierre si existe evidencia objetiva de que no sea 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 2022 y 2021, el valor libro de la participación en las operaciones conjuntas no excede el valor presente del flujo de fondos proyectados.

3.5 - Conversión de moneda extranjera

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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

3.6 - Propiedad, planta y equipo

I. Activos 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&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&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, medidos en moneda homogénea, son capitalizados temporariamente hasta que se efectúa la evaluación y determinación de la existencia de reservas comprobadas suficientes que justifiquen su desarrollo comercial y por ende, su integración como pozos productivos, asumiendo que los desembolsos requeridos son efectuados y la Sociedad 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 comprobadas. 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 la Sociedad 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, 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 clasificados como “Activos 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 recuperó, el cual es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable menos su costo de venta.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

II. Activos de explotación de petróleo y gas:

Los costos de explotación, medidos en moneda homogénea, 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.

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", según corresponda 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 por 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 ejercicio en el que se incurre en ellos.

Los activos clasificados como "Activos de explotación de O&G" 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 del testeo 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 financieros, y se registran dentro del rubro "Pozos de petróleo y gas". Esta capitalización se realiza con contrapartida en la provisión correspondiente.

III. Otros activos tangibles:

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

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.

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

A partir del 31 de julio de 2014, la Sociedad modificó su política contable de valuación del rubro Propiedad, planta y equipo para los activos CT ADC, Edificios y Terrenos, la Planta de GLP (propiedad de SEB), el PED I (propiedad de Hychico) y el PED II (propiedad de EG WIND), la cual fue aplicada a todos los elementos que pertenecen a la misma clase de activos, 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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.

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 (ver Nota 4.5).

Para la determinación del valor razonable de la CT ADC, la Planta de GLP, el PED I y PED II 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.

Al 30 de abril de 2022 la Sociedad y expertos independientes efectuaron una actualización de los valores razonables de los Edificios y Terrenos, la CT ADC, la Planta de GLP, el PED I y PED II. Las diferencias que han surgido respecto de la revaluación practicada al 30 de abril de 2021 fueron registradas en los presentes estados financieros.

En el caso de la CT ADC, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,40739 y 0,3671 al 30 de abril de 2022 y 2021, 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.

En el caso del PED II, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado, también fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,20489 y 0,0937 al 30 de abril de 2022 y 2021, basado en que han existido factores externos que causaron una pérdida de valor de los activos.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3 (ver Nota 4.5).

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 2022.

Al 30 de abril de 2022 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 (ver Nota 5).

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (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 26.b). Ver en Nota 27.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.

Al 30 de abril de 2022, 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 30 de abril de 2021.

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 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.

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

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). Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter retroactivo al inicio del ejercicio.
- 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). Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter retroactivo al inicio del ejercicio.
- iii) El gasoducto de abastecimiento se deprecia 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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.
Bienes de administración: 5 años.
- Bienes destinados a 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.
- CT ADC
CT ADC ciclo abierto: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2021.
CT ADC ciclo combinado: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2021.
Gasoducto: 20 años.
General: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2021.
- Planta de GLP: 7 años y 3 meses a partir del 1 de mayo de 2021.
- Planta de hidrógeno y oxígeno: 20 años.
- Parque Eólico Diadema I: 10 años y 9 meses años a partir del 1 de mayo de 2021.
- Parque Eólico Diadema II: 18 años a partir del 1 de mayo de 2021.

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 2022 y 2021, el valor residual contable de Propiedad, planta y equipo no excede el valor presente del flujo de fondos futuros proyectado.

VI) Deterioro del valor de la Propiedad, planta y equipo

Al 30 de abril de 2022 y 2021, el valor residual contable de Propiedad, planta y equipo no excede el valor presente del flujo de fondos futuros proyectado. Al 30 de abril de 2021 la Sociedad registró una desvalorización de \$ 3.898.459 en la UGE Agua del Cajón del segmento petróleo y gas con un valor acumulado a esa fecha y al 30 de abril de 2022 de \$ 8.090.414 (Ver Notas 11 y 15). En Nota 5 (v) se describe la metodología de la determinación del valor recuperable.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno en \$ 393.593 y \$ 442.357, al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Se han efectuado recuperos de la mencionada desvalorización como consecuencia del comienzo de la amortización, a partir de mayo de 2010, de los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno.

Adicionalmente, y en relación al PED II propiedad de E G WIND y siguiendo la metodología que se describe para la determinación del valor recuperable en Nota 5 (v), se ha realizado una desvalorización al 30 de abril de 2022 de \$ 1.165.858 la cual fue imputada al rubro "Otros egresos operativos" (Ver Notas 11 y 15).

3.7 - Instrumentos financieros

Las compras y ventas habituales de activos financieros se reconocen en la fecha de transacción, es decir, la fecha en la que la Sociedad 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 la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

La Sociedad clasifica sus instrumentos financieros en las siguientes categorías:

- Activos financieros a costo amortizado.
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.
- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado.

La clasificación de los activos financieros depende del modelo de negocio de la Sociedad 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.

Los activos financieros 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.

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.

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

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 reconocen en resultados, en el rubro "Resultados Financieros", en el ejercicio en que se originan.

Los activos financieros se miden a su valor razonable con cambios en otros resultados integrales cuando:

- i) El modelo de negocio tiene como objetivo tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, y
- ii) Según las condiciones del contrato, se recibirán flujos de efectivo en fechas específicas que constituyen exclusivamente pagos del capital más intereses.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales se reconocen inicialmente al valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles a la compra. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos financieros clasificados en esta categoría se valúan a valor razonable, reconociendo la pérdida o ganancia en otros resultados integrales, con excepción de las pérdidas y ganancias por intereses, tipo de cambio y las pérdidas crediticias esperadas, que se reconocen en resultados. Los importes reconocidos en otros resultados integrales se reconocen en resultados en el momento en el que tiene lugar la baja de los activos financieros.

Respecto de los pasivos financieros, la Sociedad 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
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

3.7.1 - Desvalorización de activos financieros

El Grupo evalúa la pérdida crediticia esperada asociada con sus instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado e instrumentos financieros a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales, de corresponder. Dicho análisis se basa en evaluar la existencia de 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.

El Grupo aplica el enfoque simplificado permitido por NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas sobre los créditos por ventas y otros créditos con características de riesgo similar. Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo utiliza información prospectiva, así como datos históricos. Periódicamente, el Grupo evalúa los cambios en el riesgo de crédito considerando las dificultades financieras significativas de los deudores, la probabilidad de que el deudor declare la quiebra o el concurso preventivo y el incumplimiento o mora en el pago relevantes, así como cambios significativos en indicadores de mercado externo y en el entorno económico y regulatorio. Para calcular las pérdidas crediticias esperadas el Grupo agrupa los créditos por ventas en función de indicadores de riesgo crediticio comunes y les asigna una tasa de incobrabilidad esperada en función de un coeficiente de incobrabilidad histórico ajustado a las condiciones económicas futuras esperadas.

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.

Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el estado de situación financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.8 - Repuestos y materiales e Inventarios

- Repuestos y materiales

Los repuestos y materiales mantenidos para ser usados en los yacimientos y en la planta de generación de energía eléctrica se valúan a su costo de adquisición medidos en moneda homogénea 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 que son aquellos que tienen una rotación mayor a un año (los corrientes y los no corrientes no se deprecian), y los críticos, que se deprecian y se encuentran contabilizados junto con la CT ADC, en el rubro Propiedad, planta y equipo (Nota 3.6.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 de producción 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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.

3.9 - 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.

3.10 - 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.

3.11 – Cuentas del patrimonio

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

Aporte de los propietarios

- Capital social

El capital social representa el capital emitido (acciones en circulación), 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 sobreprecio pagado por las acciones emitidas con relación a su valor nominal.

- Ajuste de capital y Ajuste prima de emisión

La diferencia entre el capital social y prima de emisión expresados en moneda homogénea y el capital social y prima de emisión nominal histórico han sido expuestas en las cuentas "Ajuste de capital" y "Ajuste prima de emisión", respectivamente, integrantes del patrimonio.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Ganancias reservadas

- 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 y ajuste del capital.

- 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.

Resultados acumulados

- Reserva por inversiones a valor razonable

La Reserva por inversiones a valor razonable surge de la aplicación de la NIIF 9 (ver Nota 26).

- Reserva por revaluación de activos

La Reserva por revaluación de activos resulta de la diferencia entre el valor de costo reexpresado amortizado de ciertos activos del rubro Propiedad, planta y equipo y el valor razonable de los mismos (ver Nota 26).

- 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. Ajuste prima de emisión
3. Primas de emisión
4. Ajuste de capital
5. 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

3.12 - 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 de petróleo y gas.

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.

3.13 - 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.

3.14 - Impuesto a las ganancias e impuesto 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.

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 (ver Nota 5.iv).

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

3.15 - 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 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 o el consumo total de las reservas esperado, el que ocurra primero 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.

3.16 Arrendamientos

En los arrendamientos en los que la Sociedad es arrendataria (Nota 18), se reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que el activo arrendado está disponible para su uso por parte de la Sociedad.

El pasivo por arrendamiento al inicio corresponde al valor presente de los pagos remanentes bajo los contratos de arrendamiento clasificados como arrendamientos operativos bajo la norma anterior (NIC 17) y que no se hayan efectuado en esa fecha, incluyendo en caso de corresponder:

- Pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar.
- Pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa.
- Importes que la Sociedad espera pagar como garantías de valor residual.
- Precio de ejercicio de una opción de compra (si la Sociedad está razonablemente segura de ejercer esa opción), y
- Pagos por penalizaciones derivadas de la terminación del arrendamiento.

Los pagos por arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad. La tasa en dólares utilizada fue del 6,875% anual.

El pasivo por arrendamientos se incluye en la línea "Deudas por arrendamiento" dentro del rubro "Cuentas por Pagar Comerciales". Cada pago por arrendamiento se asigna entre el capital y el costo financiero. El costo financiero se imputa al resultado durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada período.

Los activos por derecho de uso se miden al costo que comprende:

- Importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento.
- Cualquier pago de arrendamiento realizado antes o a partir de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido.
- Cualquier costo directo inicial, y
- Una estimación de los costos a incurrir para desmantelar o restaurar el activo subyacente, conforme los términos y condiciones del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso se deprecian en forma lineal durante la vida útil del activo o durante el plazo del arrendamiento, si es menor.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

El Grupo reconoce los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo (con un plazo de hasta 12 meses) y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (equipos informáticos y artículos de oficina), como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Soluciones prácticas utilizadas

En la aplicación por primera vez de la NIIF 16, la Sociedad ha aplicado las siguientes soluciones prácticas permitidas por la norma:

- Aplicación de una sola tasa de descuento para una cartera de arrendamientos con similares características.
- Contabilizar los arrendamientos operativos con un período remanente menor a 12 meses al 1 de mayo de 2019 como arrendamientos de corto plazo.
- Excluir los costos directos iniciales para la medición del activo por derecho de uso a la fecha de aplicación inicial.
- Utilizar toda la información disponible a la fecha de evaluación para determinar el plazo del arrendamiento cuando el contrato contiene opciones de extensión o de terminación.

Los arrendamientos en los cuales el Grupo actúa como arrendador no sufrieron ningún cambio a la contabilización de los activos registrados por arrendamientos operativos como consecuencia de la adopción de la NIIF 16.

3.17 - 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.

Los ingresos provenientes de las ventas de petróleo, gas natural, propano, butano 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 costos y resultados.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

- NIC 20 – Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales

Los incentivos a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, dictadas por el Ministerio de Energía y Minería mediante la Resolución N° 419E/2017 y el Plan de Promoción de Gas Natural Argentino mediante el Decreto N° 892/2020 (ver Nota 2.c), se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” debido a que consisten en compensaciones económicas relacionadas con los ingresos, para las empresas comprometidas a realizar inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho incentivo ha sido incluido en el rubro “Ingresos” del Estado de Resultados Integrales (ver Nota 7).

El mencionado incentivo es reconocido en el resultado del ejercicio sobre una base sistemática a lo largo del periodo donde las condiciones necesarias para su reconocimiento se encuentren materializadas. El reconocimiento de dicho ingreso es efectuado a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirá el incentivo y se cumplan las condiciones establecidas.

3.18 - 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 6).

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

3.19 - 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 35).

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

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

4.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto 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 descritos 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
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.1.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 de la Sociedad están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera.

El Grupo posee aproximadamente el 84,0 % de sus pasivos financieros y el 77,4 % de sus activos financieros denominados en dólares estadounidenses, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

El vencimiento del 86,8 % del capital de la deuda en dólares se producirá 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 2022 y 2021, 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 73,4% y 71,2% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. En el caso de la energía eléctrica generada por la CT ADC, con la sanción de la Res N° 31/2020 y sus modificaciones (la Res N° 440/2021 y la Res N° 238/2022) los precios de la energía se fijan en pesos. Los ingresos por energía eléctrica representaron aproximadamente un 18,9 % y 20,2% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Respecto 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 5,1 % y 4,2%, de los ingresos totales del Grupo al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Asimismo, los precios de la energía eléctrica generada por los parques eólicos operados por las subsidiarias de la Sociedad también se encuentran denominados en dólares estadounidenses y representaron aproximadamente un 2,5% y 4,2%, de los ingresos totales del Grupo al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente.

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 de la Sociedad:

	al 30/04/2022	al 30/04/2021
Posición neta Pasiva en US\$	(170.830)	(169.122)
Dólar estadounidense – tipo de cambio	115,11 (comprador) y 115,31 (vendedor)	93,36 (comprador) y 93,56 (vendedor)
Posición neta Pasiva en \$	(19.719.055)	(25.045.786)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2022 y 2021, 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 \$ 1.281.739 y \$ 1.753.205, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.1.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 al Grupo 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 al Grupo 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. Este riesgo se encuentra mitigado, ya que el Grupo posee al 30 de abril de 2022 y 2021, 72,9 % y 77,9 %, respectivamente, de sus pasivos financieros a una tasa fija nominal anual del 6,875% con vencimiento en mayo de 2024.

4.1.c. Riesgo de precio

Los precios internacionales del petróleo y del gas han dependido históricamente de una diversidad de factores, entre otros, oferta y demanda internacional, acontecimientos políticos y económicos en las regiones productoras de petróleo y gas, la competencia por parte de otras fuentes de energía, las reglamentaciones gubernamentales, conflictos bélicos.

Por otra parte, a lo largo de los años en Argentina las diferentes políticas regulatorias, económicas y gubernamentales determinaron 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 local 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. Asimismo, 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.

Con respecto al precio del gas, también 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, incluso generando diversos planes de estímulo a la producción (ver Nota 2 c).

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, si bien tratan de eliminarse paulatinamente, existen programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores.

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 pesos desde febrero de 2020, y con actualizaciones periódicas que intentan recuperar la pérdida de valor por la inflación. Para más información sobre precios, ver Nota 2 b.

Al 30 de abril de 2022 y 2021, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2022 y 2021, 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 \$ 2.108.212 y \$ 1.673.837, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.2 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 en el Grupo. El riesgo de crédito en la Sociedad 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 y GLP; de todos modos, la Sociedad no ha tenido que registrar provisiones por incobrabilidad en los últimos años.

Particularmente, y respecto de los créditos relacionados con la venta de energía y el gas utilizado para la generación, si bien el plazo previsto de pago de las liquidaciones de CAMMESA es de 45 días, existen ciertas demoras extendiendo el mismo aproximadamente a 60 días. Los generadores de energía que venden en el mercado spot tienen poca capacidad de gestión para asegurar las cobranzas de sus créditos.

El entorno económico actual ha sido considerado al revisar y actualizar las estimaciones de las provisiones por pérdidas esperadas.

4.3 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 y riesgo acotado.

Dentro de esa estrategia, la Sociedad tiene estructurado el 73,0 % de sus pasivos financieros sobre la base de la emisión en mayo 2017 de Obligaciones Negociables Clase 2 a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital en una cuota en mayo de 2024. Los covenants que rigen esta deuda son de incurrencia y no de mantenimiento. Esto significa que los acreedores no pueden solicitar el prepago si la Sociedad no alcanzara uno o algunos de los covenants financieros, sino que la misma tiene que cumplir con ciertas restricciones financieras pre-establecidas (ver Nota 29).

Por otro lado, la Sociedad ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de estos pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas por la incorporación y/o extensión de las nuevas áreas hidrocarburíferas (Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo, Bella Vista Oeste Bloque I, Parva Negra Oeste y Puesto Zúñiga) y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo a su vez los excedentes de efectivo en cuentas que generen resultados, escogiendo instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

En el contexto actual, la Sociedad ha revisado sus flujos financieros adecuándose a la coyuntura y condición actual de mercado, manteniendo una posición de liquidez adecuada.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

El cuadro a continuación analiza las erogaciones por los pasivos comerciales y deudas financieras 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 2022 y 2021.

Al 30 de abril de 2022	Sin plazo	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	-	1.339.836	1.038.981	1.893.467	28.488.066	-
Cuentas por pagar comerciales	515.633	7.814.083	123.958	110.890	96.572	236.289

Al 30 de abril de 2021	Sin plazo	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	-	1.808.803	1.874.343	2.592.441	41.596.898	-
Cuentas por pagar comerciales	661.188	7.261.625	216.100	212.918	225.734	333.672

4.4 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:

- Al 30 de abril de 2022: 0,682 y
- Al 30 de abril de 2021: 1,294.

4.5 Estimación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros y activos 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).

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

El siguiente cuadro presenta los activos del Grupo medidos a valor razonable al 30 de abril de 2022 y 2021.

	30.04.2022				30.04.2021			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos								
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados								
Fondos comunes de inversión	559.522	-	-	559.522	3.313.740	-	-	3.313.740
Activos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales								
Propiedad Planta y equipo	-	1.777.563	17.061.904	18.839.467	-	2.680.678	22.782.835	25.463.513

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 el Grupo es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1 (Nota 24).

El valor razonable de los activos que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable del mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas del Grupo. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un activo son observables, el activo se incluye en el nivel 2 (ver Notas 3.6 III) y 15).

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el activo se incluye en el nivel 3 (ver Notas 3.6 III) y 15).

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021.

NOTA 5 - 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:

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

- (i) reservas de petróleo y gas,
- (ii) provisión por abandono de pozo,
- (iii) provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iv) impuesto a las ganancias e impuesto diferido,
- (v) test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo,
- (vi) valor razonable de los activos revaluados, y
- (vii) valor razonable de las adquisiciones de negocios.

(i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas de petróleo y gas 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 petróleo y gas 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 Nota 3.6).

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 2021, considerando la evaluación económica y teniendo como horizonte el vencimiento de las concesiones, 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 auditores independientes.

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 38.

(ii) Provisión por abandono de pozos

Las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de la cantidad de pozos, de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

La tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

Las estimaciones de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos son ajustadas al menos una vez al año o en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 – ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

(iii) 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, la Gerencia de la Sociedad determina 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 33).

(iv) Impuesto a las ganancias e impuesto diferido

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 financieros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases impositivas. Los activos y pasivos impositivos diferidos se valúan por aplicación de las alícuotas impositivas sancionadas al cierre del ejercicio 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 13)

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.

(v) 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 explotación, en función de lo mencionado en Nota 3.6. El valor en libros de los elementos de Propiedad, planta y equipo es considerado desvalorizado por el Grupo, 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).

La Sociedad ha identificado las siguientes UGEs:

- Activos de exploración y explotación de hidrocarburos:
 - Agua del Cajón
 - Loma Negra y La Yesera
 - Pampa del Castillo
 - Bella Vista Oeste
 - Parva Negra Oeste (activos de exploración)
 - Puesto Zúñiga
- Otros activos tangibles:
 - CT ADC
 - Planta GLP
 - PED I
 - PED II
 - Planta de Hidrógeno y Oxígeno

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo (UGE) podría verse afectada, se analizan fuentes internas y externas, 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 el precio de los hidrocarburos, tarifas de energía, inflación, tipo de cambio, costos, datos sísmicos, requerimientos de abandono de áreas sin renovación de derechos de exploración, demás egresos de fondos, el marco regulatorio de la industria en la que opera la Sociedad y la cotización de las acciones de la Sociedad en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la cual, actualmente, debido a la poca liquidez de dichos valores no constituye un parámetro representativo para esta evaluación).

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, la Sociedad considera 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 de la Sociedad: la metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos del rubro "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 fondos basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y egresos para hacer usos de las reservas de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas 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, se destacan los precios de energía e hidrocarburos, la regulación vigente, producciones, estimación de costos y las reservas de petróleo y gas.

La valoración de los activos de 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 también se tienen en cuenta las estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas. La Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Los flujos de efectivo de los distintos negocios 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 las concesiones. 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.

Para la estimación de los ingresos futuros al 30 de abril de 2022 del negocio de petróleo y gas, la Sociedad se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas.

En el caso del gas, en el primer escenario se tomó en el período de vigencia del Plan Gas 2020-2024 la cantidad y precio de gas ofertado por Capex y adjudicado en el marco del plan; para las cantidades adicionales a las ofertadas por la Sociedad se consideró el precio promedio de referencia para períodos de verano e invierno, ponderado por la expectativa de variación del precio internacional de corto plazo. Para el largo plazo, a partir de la finalización del Plan Gas 2020-2024, se utilizaron proyecciones internacionales del precio del gas, respetando la relación histórica del precio local con el precio internacional y que permitan obtener un abastecimiento interno suficiente.

Para el segundo escenario se utilizaron las mismas premisas que en el primer escenario respecto de la cantidad y precio de gas ofertado por Capex y adjudicado en el marco del Plan Gas 2020-2024, sensibilizando el precio en un 10% para las cantidades adicionales a las ofertadas en el Plan. Respecto del largo plazo, a partir de la finalización del Plan Gas 2020-2024 se sensibilizaron los precios de gas en un 14% promedio para los próximos 14 años.

Para el petróleo en ambos escenarios se partió de los precios actuales, consensos de mercado y curvas de futuros. En el primer escenario se alcanza el precio tope de US\$ 80 / bbl para Brent en el quinto año, mientras que en el segundo escenario se alcanza el 94% de ese valor en el quinto año, manteniéndose constante a partir de ese período.

En ambos escenarios se utilizó una tasa nominal anual de descuento en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 15,71% al 12,98% durante el período de evaluación.

En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2022, los activos de explotación relacionados con O&G, considerando la desvalorización registrada en la UGE Agua del Cajón a dicha fecha, no superan el flujo de fondos esperado futuro derivado de la explotación de dichos activos.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno en \$ 393.593 y \$ 442.357, al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Se han efectuado recuperos de la mencionada desvalorización como consecuencia del comienzo de la amortización, a partir de mayo de 2010, de los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por E G WIND, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos relacionados con la planta de PED II en \$ 1.165.858 al 30 de abril de 2022 (ver punto vi)

(vi) Valor razonable de los activos revaluados

Para el grupo de activos del rubro Propiedad, planta y equipo cuya política de valuación es el modelo de revaluación, CT ADC, Planta GLP (propiedad de SEB), PED I (propiedad de Hychico), PED II (propiedad de E G WIND) y los Edificios y Terrenos, la Sociedad realiza estimaciones respecto del valor razonable de los mismos.

Para la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía eléctrica al 30 de abril de 2022, la Sociedad se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando también dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

En el primer escenario se asume que el esquema de remuneración de la energía eléctrica prevista por la regulación se mantiene vigente, atendiendo las pautas de corto plazo, mientras que las pautas del segundo escenario impactan en la actividad de generación eléctrica en general a la baja en 10% y la remuneración se ve afectada en el tiempo respecto del primer escenario por una menor consideración en el ajuste tarifario.

En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2022, para el caso de la CT ADC fue necesario la aplicación de un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado, para adecuarlos a los flujos de fondos futuros descontados a una tasa nominal anual de descuento en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 14,12% al 10,65% durante el período de evaluación (ver Nota 3.6.III).

Con respecto a la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía renovable provenientes de los PED I y PED II al 30 de abril de 2022, la Sociedad se basó para la construcción de los flujos de fondos en los precios de venta que surgen de los contratos de abastecimiento firmados con CAMMESA, un promedio del factor de viento de los últimos años en la zona de referencia y una estimación de los costos de mantenimiento. Dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual de descuento en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 13,23% al 9,12% durante el período de evaluación. Para el caso del PED I los flujos de fondos futuros exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado. En el caso del PED II fue necesario la aplicación de un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado para adecuarlos a los flujos de fondos futuros descontados.

En cuanto a la estimación de los ingresos futuros del negocio de procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas provenientes de la Planta de GLP al 30 de abril de 2022, la Sociedad se basó para la construcción de los flujos de fondos en los escenarios de precios del gas, según lo descrito en el segmento de petróleo y gas, para modelar el margen utilizado en la elaboración de los subproductos de la planta, tomando una ponderación del 70% y del 30% para cada uno. Dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 12,95% al 9,57% durante el período de evaluación. Los flujos de fondos futuros exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado.

(vii) Valor razonable de las adquisiciones de negocios

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de la adquisición.

Para la determinación de los valores razonables se utilizan los lineamientos mencionados en (i) Reservas de petróleo y gas y (v) Test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – 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 del Grupo 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 térmica ("Energía ADC"), y
- 3) El procesamiento y separación de gases 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 2022 en el segmento de Energía ADC, los cuales ascienden a \$ 12.363,5 millones, se distribuyen en:

- 1) Ingresos de gas por \$ 4.860,9 millones: corresponde a los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios, cuya remuneración está fijada en dólares, asociada a la evolución del precio de gas para centrales de generación y a partir de enero de 2021 al precio fijado por el "Plan Gas 2020-2024" por el volumen adjudicado, y
- 2) Ingresos de energía térmica por \$ 7.502,6 millones: corresponde a la remuneración específica por generación.

Cabe destacar que, al 30 de abril de 2021, el resultado operativo del segmento de Petróleo y Gas se vió afectado por una desvalorización de los activos de la UGE Agua del Cajón por \$ 3.898.459 (ver Nota 5 (iv)).

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

A continuación, se expone la información por segmentos al 30 de abril de 2022 y 2021:

	30.04.2022						
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	Total
Ingresos	24.612.322	12.363.474	1.783.900	988.066	45.549	17.420	39.810.731
Reclasificación entre segmentos	4.609.904	(4.860.893)	250.989	-	-	-	-
Ingresos por segmento	29.222.226	7.502.581	2.034.889	988.066	45.549	17.420	39.810.731
Participación por segmento sobre Ingresos	73,40%	18,85%	5,11%	2,48%	0,12%	0,04%	100,00%
Costos de ingresos	(15.572.045)	(2.919.895)	(378.798)	(523.730)	(91.570)	(63.961)	(19.549.999)
Resultado bruto	13.650.181	4.582.686	1.656.091	464.336	(46.021)	(46.541)	20.260.732
Participación por segmento sobre Resultado bruto	67,37%	22,62%	8,17%	2,29%	-0,22%	-0,23%	100,00%
Gastos de comercialización	(6.201.790)	(556.591)	(278.654)	(12.304)	(2.909)	(702)	(7.052.950)
Gastos de administración	(1.301.427)	(611.079)	(132.424)	(20.290)	(6.838)	(4.241)	(2.076.299)
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	639.904	13.586	2.129	(1.165.420)	-	-	(509.801)
Resultado operativo	6.786.868	3.428.602	1.247.142	(733.678)	(55.768)	(51.484)	10.621.682
Ingresos financieros							4.781.251
Costos financieros							(12.197.559)
Otros resultados financieros							48.763
Otros resultados financieros RECPAM							7.171.836
Resultado antes de impuesto a las ganancias							10.425.973
Impuesto a las ganancias							(5.722.882)
Resultado neto del ejercicio							4.703.091
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable							-
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por revaluación de activos							(2.439.136)
Resultado integral del ejercicio							2.263.955
Depreciaciones							
En Costo de ingresos	(7.621.878)	(1.683.181)	(159.181)	(360.944)	(28.710)	(20.053)	(9.873.947)
En Gastos de administración	(114.648)	(57.592)	(8.310)	-	-	-	(180.550)
Total	(7.736.526)	(1.740.773)	(167.491)	(360.944)	(28.710)	(20.053)	(10.054.497)
Desvalorizaciones							
En Propiedad, planta y equipo	-	-	-	(1.165.858)	48.764	-	(1.117.094)
Total	-	-	-	(1.165.858)	48.764	-	(1.117.094)

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

	30.04.2021						Total
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	
Ingresos	16.072.141	10.025.247	1.010.308	1.198.462	48.021	17.236	28.371.415
Reclasificación entre segmentos	4.117.723	(4.309.395)	191.672	-	-	-	-
Ingresos por segmento	20.189.864	5.715.852	1.201.980	1.198.462	48.021	17.236	28.371.415
Participación por segmento sobre Ingresos	71,16%	20,15%	4,24%	4,22%	0,17%	0,06%	100,00%
Costos de ingresos	(12.748.809)	(2.625.240)	(349.822)	(459.858)	(104.808)	(35.598)	(16.324.135)
Resultado bruto	7.441.055	3.090.612	852.158	738.604	(56.787)	(18.362)	12.047.280
Participación por segmento sobre Resultado bruto	61,77%	25,65%	7,07%	6,13%	-0,47%	-0,15%	100,00%
Gastos de comercialización	(3.890.883)	(419.721)	(201.091)	(10.453)	(3.858)	(1.309)	(4.527.315)
Gastos de administración	(1.065.157)	(497.629)	(104.221)	(22.408)	(8.272)	(2.808)	(1.700.495)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(4.612.503)	2.529	(16)	38.462	7.000	2.374	(4.562.154)
Resultado operativo	(2.127.488)	2.175.791	546.830	744.205	(61.917)	(20.105)	1.257.316
Ingresos financieros							9.408.097
Costos financieros							(19.784.799)
Otros resultados financieros							50.302
Otros resultados financieros RECPAM							8.985.360
Resultado antes de impuesto a las ganancias							(83.724)
Impuesto a las ganancias							(889.177)
Resultado neto del ejercicio							(972.901)
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable							(195.166)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por revaluación de activos							(1.434.975)
Resultado integral del ejercicio							(2.603.042)
Depreciaciones							
En Costo de ingresos	(5.724.717)	(1.458.024)	(138.398)	(361.352)	(36.399)	(12.365)	(7.731.255)
En Gastos de administración	(107.743)	(67.204)	(6.774)	-	-	-	(181.721)
Total	(5.832.460)	(1.525.228)	(145.172)	(361.352)	(36.399)	(12.365)	(7.912.976)
Desvalorizaciones							
En Propiedad, planta y equipo	(3.898.459)	-	-	-	50.301	-	(3.848.158)
Total	(3.898.459)	-	-	-	50.301	-	(3.848.158)

La Sociedad realizó ventas a clientes del exterior en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021 (ver Nota 7). El Grupo no es titular de activos que no sean instrumentos financieros fuera del país.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 7 - INGRESOS

	30.04.2022	30.04.2021
Mercado local		
Petróleo	6.425.355	5.070.504
Programa estímulo de gas (Nota 2.c)	846.935	2.206.598
Gas	17.606	16.408
Energía eléctrica ADC ⁽¹⁾	12.363.474	10.025.247
GLP	928.384	625.081
Energía eléctrica eólica	988.066	1.198.462
Energía eléctrica generada con hidrógeno	45.549	48.021
Oxígeno	17.420	17.236
Servicios	78.061	214.267
Otros ⁽²⁾	119.621	2.356
	21.830.471	19.424.180
Mercado externo		
Petróleo	17.244.365	8.564.364
GLP	735.895	382.871
	17.980.260	8.947.235
Total	39.810.731	28.371.415

⁽¹⁾ Incluye los ingresos generados por el gas producido por el yacimiento ADC, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios por \$ 4.860,9 y \$ 4.309,4 millones al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 6). A partir de enero de 2021 los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios incluyen las remuneraciones por el "Plan Gas 2020-2024"

⁽²⁾ Corresponde a ingresos provenientes de los programas Propano Sur al 30 de abril de 2022 (ver Nota 2.d).

NOTA 8 – COSTO DE INGRESOS

	30.04.2022	30.04.2021
Honorarios y otras retribuciones	151.770	112.947
Sueldos y cargas sociales	3.367.341	2.789.775
Materiales, repuestos y otros	1.221.164	1.208.836
Operación, mantenimiento y reparaciones	3.465.342	2.822.145
Combustibles, lubricantes y fluidos	1.863.378	1.363.468
Transporte, fletes y estudios	501.654	254.308
Depreciación propiedad, planta y equipo	9.854.024	7.677.731
Depreciación derechos de uso	19.923	53.524
Gastos de oficina, movilidad y representación	163.059	126.535
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	587.290	501.654
Gastos de transporte de gas	69.707	131.930
Adquisición de crudo	853.046	393.395
Adquisición energía a CAMMESA	8.028	784
Costo de producción de existencias	(2.575.727)	(1.112.897)
Total	19.549.999	16.324.135

NOTA 9 – GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	30.04.2022	30.04.2021
Regalías de petróleo y gas	4.532.996	3.212.262
Gastos de almacén, transporte y despacho de petróleo y energía	452.993	469.969
Derechos de exportaciones	1.249.395	238.629
Impuesto sobre los ingresos brutos	741.239	596.093
Comisiones y otros	76.327	10.362
Total	7.052.950	4.527.315

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 10 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	30.04.2022	30.04.2021
Honorarios y otras retribuciones	156.607	161.913
Sueldos y cargas sociales	959.767	785.261
Operación, mantenimiento y reparaciones	194.086	156.336
Transporte, fletes y estudios	7.951	5.866
Depreciación propiedad, planta y equipo	38.230	39.401
Depreciación derechos de uso	142.320	142.320
Gastos de oficina, movilidad y representación	33.899	13.240
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	22.290	42.628
Gastos bancarios	521.149	353.530
Total	2.076.299	1.700.495

NOTA 11 - OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS

	30.04.2022	30.04.2021
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo (Nota 5)	(1.165.858)	(3.898.459)
Resultado pasivos a riesgo	-	174.515
Cobro de reclamos judiciales	61.731	77.153
Adquisición de la participación de San Jorge Energy S.A. en la Concesión de Explotación "La Yesera" (Nota 41)	506.584	-
Ingreso por tareas ambientales en Pampa del Castillo	60.131	-
Costos directos asociados al COVID-19 (Nota 1.2)	(101.313)	(1.044.422)
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	73.954	74.656
Diversos	54.970	54.403
Total	(509.801)	(4.562.154)

NOTA 12 - RESULTADOS FINANCIEROS

	30.04.2022	30.04.2021
Ingresos financieros		
Intereses	872.511	787.285
Otros resultados financieros	490.152	470.975
Devengamiento de intereses de créditos	(59.462)	(87.803)
Diferencia de cambio	3.478.050	8.237.640
	4.781.251	9.408.097
Costos financieros		
Intereses	(2.685.243)	(4.262.364)
Otros resultados financieros	(76.858)	(92.138)
Resultado neto por recompra Obligaciones Negociables (Nota 29)	74.549	755.700
Devengamiento de intereses de deudas	(59.927)	321.145
Diferencia de cambio	(9.450.080)	(16.507.142)
	(12.197.559)	(19.784.799)

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente:

	Saldo al 30 de abril de 2021	Cargo a resultados	Cargo a resultados por cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	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 2022
Quebrantos	2.015.321	(2.529.493)	520.792	-	-	6.620
Cuentas por pagar comerciales	152.663	(57.027)	38.639	-	-	134.275
Provisiones y otros	(460.355)	(303.073)	(114.454)	-	-	(877.882)
Pasivo por ajuste por inflación impositivo	(3.743.278)	1.858.400	(790.998)	-	-	(2.675.876)
Propiedad, Planta y Equipo	(2.999.343)	(864.466)	(610.810)	1.248.241	(120.966)	(3.347.344)
Otras cuentas por cobrar	(182.135)	178.440	(46.099)	-	-	(49.794)
Inversiones financieras a costo amortizado	(9.132)	9.276	(2.108)	-	-	(1.964)
Deudas financieras	(49.495)	22.082	(11.609)	-	-	(39.022)
Inventario y Repuestos y materiales	(15.987)	(7.244)	(2.132)	-	-	(25.363)
Total	(5.291.741)	(1.693.105)	(1.018.779)	1.248.241	(120.966)	(6.876.350)

Los \$ 6.876.350 se componen de activo impositivo diferido de \$ 51.368 y pasivo impositivo diferido por \$ 6.927.718.

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2022 son los siguientes:

Año generación	Empresa	Monto	Tasa (*)	Monto computable	Año de Prescripción
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2021	Capex	711	35%	249	2027
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2022	Hychico	21.236	30%	6.371	2027
Total quebranto impositivo al 30 de abril de 2022		21.947		6.620	

(*) ver punto "Nuevas alícuotas aplicables"

La variación acumulada del IPC en los 36 meses anteriores al 30 de abril de 2022, ha superado la condición del 100% prevista por la Ley N° 27.430, motivo por el cual se ha devengado el efecto del ajuste por inflación fiscal de acuerdo con los artículos N° 95 a N° 98 de la ley de impuesto a las ganancias en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido. De igual modo, al 30 de abril de 2021, la variación acumulada del IPC ha superado la condición del 15% prevista para el tercer año de transición conforme la Ley N° 27.430, motivo por el cual también se ha devengado el efecto del ajuste por inflación fiscal en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido.

Asimismo, la ley de impuesto a las ganancias estableció el diferimiento del cargo generado por el ajuste por inflación impositivo en tres períodos fiscales relacionado con el ejercicio al 30 de abril de 2019 y seis períodos fiscales relacionado con los ejercicios al 30 de abril de 2021 y 2020. A partir del período fiscal del ejercicio 30 de abril de 2022, este importe no se define, impactando en el cálculo del impuesto en su totalidad.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

La apertura del impuesto a las ganancias imputado a resultados es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
Impuesto determinado del ejercicio	(3.010.998)	(1.331.070)
Cargo por impuesto diferido	(2.711.884)	441.893
Total impuesto cargado a resultados	(5.722.882)	(889.177)

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 antes de impuestos, es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
Resultado antes del impuesto a las ganancias de los propietarios del Grupo	10.425.973	(83.724)
Tasa del impuesto vigente	35%	30%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	(3.649.091)	25.117
Diferencias permanentes a la tasa del impuesto:		
- Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(41.785)	70.003
- RECPAM	930.745	474.117
- Diferencia de cambio títulos del exterior	20.464	821.417
- Ajuste por inflación impositivo	(2.960.984)	(2.262.017)
- Diversos	(22.231)	(17.814)
Total impuesto cargado a resultados	(5.722.882)	(889.177)

Por medio de la Ley 27430 y la Ley 27541, se introdujeron varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias entre los cuales se encuentran:

Alícuota de Impuesto a las ganancias: La alícuota del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se redujo gradualmente desde el 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comenzaron 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.

Sin embargo, por medio de la Ley N° 27.541, promulgada el 23 de diciembre de 2019, se suspendió la reducción de la tasa prevista hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 inclusive, estableciendo que para el período de la suspensión la alícuota del impuesto se mantendrá en el 30% (ver sección "Nuevas alícuotas aplicables").

Ajuste por inflación impositivo: A los fines de determinar la ganancia neta imponible, se deberá deducir o incorporar al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos 95 a 98 de la ley del impuesto a las ganancias. Esto será aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General ("IPC") acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%. Estas disposiciones tienen vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018. Respecto del primero, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, será aplicable en caso que la variación del índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere el 55%, 30% y 15% para el primero, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. El ajuste por inflación correspondiente al ejercicio que se liquide incidirá como un ajuste positivo o negativo, según corresponda, y deberá imputarse un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos ejercicios fiscales inmediatos siguientes.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Luego, la Ley N° 27.541 dispuso que el ajuste por inflación positivo o negativo que se determine como consecuencia de la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes. Lo establecido en dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias.

La variación del IPC para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021 fue del 58,0 % y 46,3%, respectivamente, por lo cual la Sociedad para determinar la ganancia imponible correspondiente a dichos ejercicios, incluyó dichos ajustes.

Impuesto a los dividendos: 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 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 están 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%.

En virtud de la suspensión de la alícuota del Impuesto a las Ganancias prevista en la Ley N° 27.541, se mantiene la retención del 7% hasta los ejercicios fiscales que se inicien hasta el 1 de enero de 2021 inclusive.

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 estableció en el Título X, Capítulo I que, a opción de las sociedades, se podía realizar un revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encontraran afectados a la generación de ganancias gravadas al 31 de diciembre de 2017, aplicando un factor de revalúo al costo de adquisición o construcción, en función de la fecha efectiva de cada inversión, y continuar luego con la actualización de los bienes revaluados sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos efectos elabore la AFIP. En el caso de optar por el revalúo impositivo, se debía tributar un impuesto especial, el cual resultaría de aplicar al monto del revalúo las alícuotas que correspondan según el tipo de bien que se trate (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). El revalúo impositivo debía aplicarse a todos los bienes que integren la misma categoría. La ganancia generada por el importe del revalúo estaría exenta del impuesto a las ganancias y no computaría a los efectos de la retención del primer artículo agregado a continuación del artículo 69 (Impuesto de Igualación) y el impuesto especial sobre el importe del revalúo no sería deducible del impuesto a las ganancias. Asimismo, el importe del revalúo neto de las amortizaciones acumuladas no formaría parte de la base imponible de los bienes para el cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta.

El 31 de mayo de 2019 Capex e Hychico ejercieron la opción de realizar el revalúo fiscal de sus bienes abonando el impuesto especial correspondiente.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Actualización de adquisiciones e inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018: Para las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, procederán las siguientes actualizaciones, practicadas sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos efectos elabore la AFIP:

- 1) En la enajenación de bienes muebles amortizables, inmuebles que no tengan el carácter de bienes de cambio, bienes intangibles, acciones, cuotas o participaciones sociales (incluidas las cuotas partes de fondos comunes de inversión), el costo computable en la determinación de la ganancia bruta se actualizará por el índice mencionado, desde la fecha de adquisición o inversión hasta la fecha de enajenación, y se disminuirá, en su caso, por las amortizaciones que hubiera correspondido aplicar, calculadas sobre el valor actualizado.
- 2) Las amortizaciones deducibles correspondientes a edificios y demás construcciones sobre inmuebles afectados a actividades o inversiones, distintos de bienes de cambio, y las correspondientes a otros bienes empleados para producir ganancias gravadas, se calcularán aplicando a las cuotas de amortización ordinaria el índice de actualización mencionado, referido a la fecha de adquisición o construcción que indique la tabla elaborada por la AFIP.

El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Dec. 1170/18 que incorpora las adecuaciones a la reglamentación aprobada por el Decreto Reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias Nro. 1344/98 y sus modificatorios, así como también ajusta su texto de conformidad con los cambios efectuados por el Código Civil y Comercial de la Nación y demás normas como las leyes 27.260, 27.346 y 27.430.

Nuevas alícuotas aplicables

El 16 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27630 que modifica la alícuota del impuesto a las ganancias y es aplicable para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, para la Sociedad aplica a partir del 1 de mayo de 2021. Para el cálculo del impuesto se aplicarán alícuotas escalonadas siguiendo el siguiente esquema:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán	Más el	Sobre el excedente de
Más de	A			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Estos montos se ajustarán anualmente, a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Asimismo, se deja sin efecto la aplicación de la retención sobre la distribución de dividendos del 13%, quedando únicamente vigente la alícuota del 7% para todos los casos.

Al cierre del presente ejercicio la Sociedad estimó el impuesto a las ganancias corriente aplicando el mecanismo del ajuste por inflación sistemático e integral actualizando los quebrantos de los períodos fiscales abril-2020 y abril-2021, siguiendo la metodología prevista en el artículo 25 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o. en 2019). La determinación del impuesto a las ganancias corriente mediante este mecanismo arrojó un cargo de \$ 2.139 millones.

Asimismo, se estimó el impuesto a las ganancias sin la aplicación del mencionado mecanismo, estimación que arrojó un cargo, para Capex, de \$ 2.934 millones, que neto de las retenciones y pagos a cuenta aplicables arroja un impuesto a pagar de \$ 1.510 millones.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

El Directorio de Capex en conjunto con sus asesores legales y fiscales evaluaron los resultados detallados en los párrafos anteriores a la luz de la regulación impositiva vigente y considerando, entre otros aspectos, si la alícuota efectiva para cada uno de los casos genera un costo impositivo que consume una porción sustancial de las rentas obtenidas por la Sociedad con el fin de determinar si, a su criterio, se configuraría un exceso al límite razonable de imposición y por ende existiría un supuesto de confiscatoriedad.

El supuesto mencionado respecto de la confiscatoriedad implica que la alícuota efectiva represente un porcentaje que exceda los límites razonables de la imposición, situación violatoria del art. 17 de la Constitución Nacional (conforme doctrina del fallo “Candy S.A. c/AFIP y otros/ Acción de amparo”, sentencia del 3 de julio de 2009, Fallos 332:1571, y precedentes posteriores). La doctrina legal de la Corte Suprema de Justicia de la Nación resultaría plenamente aplicable para estos casos, toda vez que la existencia de normas que no permiten la aplicación del ajuste integral y sistemático por inflación impediría, al igual que lo ocurrido en el caso “Candy”, reconocer la totalidad del efecto inflacionario en su balance impositivo, ocasionando que la compañía tribute sobre rendimientos ficticios.

Como conclusión de la mencionada evaluación, el Directorio de Capex, presentará oportunamente ante las autoridades fiscales la determinación del impuesto corriente por el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, utilizando la mecánica detallada en el primer párrafo aplicando el ajuste por inflación integral. Dicha decisión, a su criterio y el de los asesores legales e impositivos, está fundamentada entre otros aspectos en que: i) el mecanismo cumple con la regulación vigente, en particular con lo determinado en la reforma fiscal del año 2018, y ii) la no aplicación de tal metodología configura un supuesto de confiscatoriedad tal como se explicó previamente. Al momento de presentación de la declaración jurada que determine el impuesto a las ganancias se incluirá una “multinota” explicando la forma de cálculo utilizada y las razones que asisten para su uso.

No obstante lo detallado en el párrafo anterior y dado los antecedentes existentes, el Directorio de la Sociedad determinó y contabilizó la provisión por el cargo por el impuesto a las ganancias sin considerar los mecanismos de ajuste mencionados, atendiendo a que, el Fisco podría impugnar la futura presentación y dicha impugnación podría ser convalidada por tribunales superiores por no existir a la fecha de emisión de los presentes estados financieros una jurisprudencia uniforme que convalide fehacientemente la posición que tomará la Sociedad.

En este sentido, los estados financieros muestran un cargo por impuesto corriente, correspondiente a Capex, de M\$ 2.934 y una deuda fiscal corriente por dicho concepto, la que neta de los retenciones y pagos a cuenta asciende a M\$ 1.510. De no existir esta duda razonable sobre la conclusión de este proceso, el impuesto a las ganancias contabilizado hubiera sido M\$ 2.139, en tanto que la deuda fiscal neta hubiera ascendido a M\$ 711.

En el caso de E G WIND y siguiendo el criterio mencionado, al cierre del presente ejercicio se estimó el impuesto a las ganancias corriente actualizando los quebrantos de los períodos fiscales de abril 2018, 2019, 2020 y 2021, hasta la concurrencia del resultado impositivo del ejercicio. Mediante este mecanismo la determinación del impuesto a las ganancias corriente es \$ 0.

Asimismo, se estimó el impuesto a las ganancias sin la aplicación del mencionado mecanismo, estimación que arrojó un cargo de \$ 35,7 millones.

En este sentido, los estados financieros muestran por la sociedad E G WIND un cargo por impuesto corriente de \$ 35,7 millones y una deuda fiscal corriente por dicho concepto, la que neta de los anticipos y pagos a cuenta por \$ 15,7 millones, arroja un saldo a pagar de \$ 20 millones.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 14 - RESULTADO POR ACCIÓN

El resultado básico 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 (Nota 25).

El resultado diluido por acción es igual al resultado básico por acción debido a que la Sociedad no posee acciones ordinarias potenciales dilusivas.

	30.04.2022	30.04.2021
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	4.717.374	(1.002.144)
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado neto por acción básico y diluido	26,2365	(5,5736)
	30.04.2022	30.04.2021
Resultado integral atribuible a los accionistas de la Sociedad	2.294.608	(2.634.727)
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado integral por acción básico y diluido	12,7619	(14,6535)

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 15 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Concepto	Valores de origen					
	Al inicio del ejercicio	Altas	Obras en curso finalizadas	Bajas	Revalúo técnico	Al cierre del ejercicio
Activos de exploración O&G ⁽¹⁾	1.083.250	2.723.369	-	-	-	3.806.619
Activos de explotación O&G						
Agua del Cajón	64.863.045	(320.262)	1.189.198	(2.920)	-	65.729.061
Desvalorizaciones ADC	-	-	-	-	-	-
Bella Vista Oeste	2.388.588	(103.799)	1.927.228	-	-	4.212.017
Loma Negra y La Yesera	5.505.744	500.881	851.184	-	-	6.857.809
Pampa del Castillo	14.156.674	54.551	7.224.850	-	-	21.436.075
Obras en Curso O&G						
Agua del Cajón	518.012	1.207.988	(1.189.198)	-	-	536.802
Bella Vista Oeste	29.199	1.997.101	(1.927.228)	-	-	99.072
Loma Negra y La Yesera	286.719	1.261.023	(851.184)	-	-	696.558
Pampa del Castillo	1.462.743	7.807.055	(7.224.850)	-	-	2.044.948
Puesto Zúñiga	411.847	1.450.586	-	-	-	1.862.433
CT ADC	54.246.528	337.021	-	-	(2.661.495)	51.922.054
Energía Eólica	32.432	2.837	-	-	-	35.269
Terrenos, edificios y otros	3.341.951	285.781	-	-	(902.727)	2.725.005
Planta de GLP – Agua del Cajón	6.236.778	-	-	-	51.383	6.288.161
Parque Eólico Diadema (PED I)	2.221.565	(25.397)	-	-	(105.080)	2.091.088
Repuestos y materiales	-	61.853	-	-	-	61.853
Parque Eólico Diadema (PED II)	5.046.719	287	-	-	51.517	5.098.523
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	901.571	-	-	-	-	901.571
Desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno	-	-	-	-	-	-
Total al 30 de abril de 2022	162.733.365	17.240.875	-	(2.920)	(3.566.402)	176.404.918
Total al 30 de abril de 2021	158.718.780	5.927.882	-	-	(1.913.297)	162.733.365

Concepto	Depreciaciones					Neto resultante al 30.04.2022	Neto resultante al 30.04.2021
	Al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Bajas	Desvalorizaciones / (recupero)	Acumula-das al cierre del ejercicio		
Activos de exploración O&G ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	3.806.619	1.083.250
Activos de explotación O&G							
Agua del Cajón	37.543.805	2.850.941	(473)	-	40.394.273	25.334.788	27.319.240
Desvalorización ADC	8.090.414	-	-	-	8.090.414	(8.090.414)	(8.090.414)
Bella Vista Oeste	235.359	362.010	-	-	597.369	3.614.648	2.153.229
Loma Negra y La Yesera	1.904.570	761.591	-	-	2.666.161	4.191.648	3.601.174
Pampa del Castillo	4.303.084	3.615.471	-	-	7.918.555	13.517.520	9.853.590
Obras en Curso O&G							
Agua del Cajón	-	-	-	-	-	536.802	518.012
Bella Vista Oeste	-	-	-	-	-	99.072	29.199
Loma Negra y La Yesera	-	-	-	-	-	696.558	286.719
Pampa del Castillo	-	-	-	-	-	2.044.948	1.462.743
Puesto Zúñiga	-	-	-	-	-	1.862.433	411.847
CT ADC	38.341.254	1.683.181	-	-	40.024.435	11.897.619	15.905.274
Energía Eólica	-	-	-	-	-	35.269	32.432
Terrenos, edificios y otros	517.189	50.172	-	-	567.361	2.157.644	2.824.762
Planta de GLP – Agua del Cajón	5.147.059	159.180	-	-	5.306.239	981.922	1.089.719
Parque Eólico Diadema (PED)	1.070.526	108.594	-	-	1.179.120	911.968	1.151.039
Repuestos y materiales	-	-	-	-	-	61.853	-
Parque Eólico Diadema (PED II)	409.920	252.350	-	1.165.858	1.828.128	3.270.395	4.636.799
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	459.214	48.764	-	-	507.978	393.593	442.357
Desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno	442.357	-	-	(48.764)	393.593	(393.593)	(442.357)
Total al 30 de abril de 2022	98.464.751	9.892.254	(473)	1.117.094	109.473.626	66.931.292	
Total al 30 de abril de 2021	87.341.818	7.717.132	(442.357)	3.848.158	98.464.751		64.268.614

(1) Corresponde a inversiones en exploración en las áreas de Parva Negra Oeste y Puesto Zúñiga.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 15 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

Del cargo por depreciaciones al 30 de abril de 2022 y 2021 \$ 9.854.024 y \$ 7.677.731, respectivamente, se imputaron a Costo de ingresos y \$ 38.230 y \$ 39.401, respectivamente, a Gastos de administración.

A continuación, se detalla el revalúo por grupo de bienes:

	Neto resultante al 30.04.2021	Altas del ejercicio - neto	Desvalorización / (recupero)	Depreciación del ejercicio a valor de costo	Valor residual a valor de costo al 30.04.2022
CT ADC ⁽¹⁾	11.165.934	337.021	-	(1.300.038)	10.202.917
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	893.456	-	-	(90)	893.366
Planta de GLP ⁽¹⁾	658.131	-	-	(97.525)	560.606
PED I ⁽¹⁾	743.764	(25.397)	-	(69.806)	648.561
PED II ⁽¹⁾	4.636.799	287	(1.165.858)	(252.350)	3.218.878
Resto de los bienes	38.805.105	16.926.517	48.764	(7.688.561)	48.091.825
Total	56.903.189	17.238.428	(1.117.094)	(9.408.370)	63.616.153

	Revalúo al 30.04.2021	Disminución del ejercicio - revalúo	Depreciación del ejercicio - revalúo	Valor residual de revalúo al 30.04.2022	Neto resultante al 30.04.2022
CT ADC ⁽¹⁾	4.739.340	(2.661.495)	(383.143)	1.694.702	11.897.619
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	1.787.222	(902.727)	(298)	884.197	1.777.563
Planta de GLP ⁽¹⁾	431.588	51.383	(61.655)	421.316	981.922
PED I ⁽¹⁾	407.275	(105.080)	(38.788)	263.407	911.968
PED II ⁽¹⁾	-	51.517	-	51.517	3.270.395
Resto de los bienes	-	-	-	-	48.091.825
Total	7.365.425	(3.566.402)	(483.884)	3.315.139	66.931.292

⁽¹⁾ ver Nota 4.5

Al 30 de abril de 2022 la Sociedad ha efectuado la comparación entre los valores recuperables de sus activos fijos con sus valores contables, concluyendo que estos últimos no superan su valor recuperable (ver Nota 3.6).

NOTA 16 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

	30.04.2022	30.04.2021
ACTIVOS		
Activos financieros a costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	3.393.897	5.535.793
Inversiones financieras a costo amortizado	10.038.496	15.671.252
Caja y bancos	649.666	508.648
Total	14.082.059	21.715.693
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Inversiones financieras a valor razonable	559.522	3.313.740
Total	559.522	3.313.740
PASIVOS		
Pasivos financieros a costo amortizado	37.714.439	48.303.740
Total	37.714.439	48.303.740

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 17 - 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 las calificadoras de riesgo para el caso del efectivo y equivalente de efectivo y las inversiones financieras. En el caso de las cuentas a cobrar comerciales la clasificación es en función de índices históricos.

La calidad crediticia del Efectivo y equivalente de efectivo e Inversiones financieras es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
<i>Calidad crediticia "Mínima Aa-bf.ar (Moody's o sus equivalentes)</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.276.713	3.254.826
<i>Calidad crediticia "Mínima Investment Grade"</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	572.375	984.150
Inversiones a costo amortizado	9.398.595	15.254.665
Total	11.247.683	19.493.641

La calidad crediticia de las Cuentas por cobrar comerciales es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	4.579	1.506.297
De 6 a 9 meses	-	2.990
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	3.194.853	3.020.748
Total	3.199.432	4.530.035

Adicionalmente, en lo que respecta a los créditos con CAMMESA, ver Nota 4.2.

La calidad crediticia de las Otras cuentas por cobrar es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
Sin plazo	407.676	1.089.053
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.304.563	1.341.223
De 3 a 6 meses	89.262	162.768
De 6 a 9 meses	78.366	137.245
De 9 a 12 meses	78.418	161.358
Más de 1 año	451.954	494.940
Total	2.410.239	3.386.587

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO

El grupo adoptó la NIIF 16 para la valuación de los arrendamientos. Por tal motivo se generaron Activos por derecho de uso y Deudas por arrendamiento cuya evolución se detalla a continuación:

(i) Medición del activo por arrendamiento

La evolución de los activos por derecho de uso de la Sociedad en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 es la siguiente:

	Edificios	Maquinarias y equipos	Total
Saldo al 30 de abril de 2021	365.287	19.923	385.210
Depreciación del ejercicio	(142.320)	(19.923)	(162.243)
Saldo al 30 de abril de 2022	222.967	-	222.967

La depreciación de los ejercicios al 30 de abril de 2022 y 2021 de Edificios por \$ 142.320 y \$ 142.320, respectivamente, está incluida en Gastos de Administración y la de Maquinarias y equipos por \$ 19.923 y \$ 53.524 dentro de Costo de producción, al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente.

(ii) Medición de los pasivos por arrendamiento

Al 30 de abril de 2022 el valor de la deuda por arrendamiento asciende a \$ 213.396 y se encuentra expuesta en el rubro "Cuentas por Pagar Comerciales (Nota 28), expuesto en el pasivo corriente y no corriente por \$ 131.553 y \$ 81.843, respectivamente. Dichos pasivos se encuentran descontados y la evolución de los mismos es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
Saldo al inicio por aplicación de NIIF 16	459.086	551.158
Pagos realizados	(179.678)	(241.446)
Actualización financiera	13.287	161.287
Diferencias de cambio, netas	(79.299)	(11.913)
Saldo al cierre	213.396	459.086

Según el plazo estimado de pago y el flujo de efectivo contractual sin descontar, los pasivos por arrendamiento de la Sociedad se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2022	30.04.2021
6 meses o menos	65.776	105.144
6-12 meses	65.777	105.144
Más de 1 años	81.843	248.798
Total	213.396	459.086

NOTA 19 - REPUESTOS Y MATERIALES

	30.04.2022	30.04.2021
No corriente		
Repuestos y materiales de consumo	3.235.182	2.539.431
Anticipos varios	-	24.222
Total	3.235.182	2.563.653
Corriente		
Repuestos y materiales de consumo	857.674	778.987
Anticipos varios	-	6.056
Total	857.674	785.043

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 – INVENTARIOS

	<u>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
Petróleo	3.281.186	1.625.925
Propano y butano	9.405	14.906
Total	<u>3.290.591</u>	<u>1.640.831</u>

NOTA 21 - OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
No corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Acreencias con CAMMESA	451.954	494.940
Total	<u>451.954</u>	<u>494.940</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Anticipos varios	158.335	47.361
Impuesto a los ingresos brutos	57.161	59.326
Impuesto a las ganancias (Retenciones)	35.312	745.751
Impuesto al valor agregado	1.082.599	363.320
Otros créditos impositivos	8.979	118.393
Activo impositivo diferido	13.520	-
Seguros a devengar	112.957	217.795
Gastos a devengar	21.077	44.492
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	5.230	15.650
Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar	93.030	48.455
Fondo fiduciario de gas a recuperar	27.962	47.185
Programa estímulo gas no convencional	101.436	957.303
Recupero	41.334	-
Diversos	27.596	67.959
En moneda extranjera (Nota 37)		
Anticipos varios	55.072	107.594
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	686	6.058
Acreencias con CAMMESA	-	11.191
Recupero	99.876	3.874
Diversos	16.123	29.940
Total	<u>1.958.285</u>	<u>2.891.647</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>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	407.676	1.089.053
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.304.563	1.341.223
De 3 a 6 meses	89.262	162.768
De 6 a 9 meses	78.366	137.245
De 9 a 12 meses	78.418	161.358
Más de 1 año	451.954	494.940
Total	<u>2.410.239</u>	<u>3.386.587</u>

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	30.04.2022	30.04.2021
Corriente		
En moneda nacional		
Por venta de petróleo y otros	92.066	240.157
Por venta de energía y otros	1.827.377	2.876.747
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	100.392	78.642
En moneda extranjera (Nota 37)		
Por venta de petróleo y otros	1.092.573	1.191.826
Por venta de energía	68.642	119.934
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	18.382	22.729
Total	3.199.432	4.530.035

Al 30 de abril de 2022 y 2021, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 3.199.432 y \$ 4.530.035, 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 las Cuentas por cobrar es el siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	4.579	1.506.297
De 6 a 9 meses	-	2.990
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	3.194.853	3.020.748
Total	3.199.432	4.530.035

Al 30 de abril de 2022 y 2021 no existe provisión por pérdidas esperadas para cuentas por cobrar comerciales.

NOTA 23 – INVERSIONES FINANCIERAS A COSTO AMORTIZADO

	30.04.2022	30.04.2021
No corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Plazos fijos	3.236.861	9.892.685
Total	3.236.861	9.892.685
Corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Plazos fijos	6.161.734	5.361.980
Total	6.161.734	5.361.980

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 23 – INVERSIONES FINANCIERAS A COSTO AMORTIZADO (Cont.)

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2022	30.04.2021
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.535.252	3.838.184
De 6 a 9 meses	4.626.482	1.523.796
Más de 1 año	3.236.861	9.892.685
Total	9.398.595	15.254.665

NOTA 24 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.04.2022	30.04.2021
Corriente		
En moneda nacional		
Caja	141	166
Bancos	470.106	348.878
Inversión financiera a valor razonable (Fondos comunes de inversión)	162.986	2.329.588
Inversión financiera a costo amortizado (Plazo Fijo)	464.060	416.588
En moneda extranjera (Nota 37)		
Caja	965	1.313
Bancos	178.454	158.291
Inversión financiera a costo amortizado (Cuenta remunerada)	175.841	-
Inversión financiera a valor razonable (Fondos comunes de inversión)	396.536	984.152
Total	1.849.089	4.238.976

A efectos del estado de flujos de efectivo se incluyen como fondo, el efectivo y equivalentes de efectivo:

	30.04.2022	30.04.2021
Caja y bancos	649.666	508.648
Inversiones financieras a valor razonable (Nota 4.5)	559.522	3.313.740
Inversiones financieras a costo amortizado	639.901	416.588
Adelantos en cuenta corriente	(432.837)	-
Total	1.416.252	4.238.976

El importe en libros de las inversiones financieras a costo amortizado se aproxima a su valor razonable.

NOTA 25 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION

	Cantidad de acciones	Valor nominal por acción	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste de prima de emisión
		\$	\$	\$	\$	\$
Saldos al 30 de abril de 2021	179.802.282	1	179.802	9.505.505	79.686	4.212.727
Saldos al 30 de abril de 2022	179.802.282	1	179.802	9.505.505	79.686	4.212.727

El Capital Social de \$ 179.802 (expresado en moneda histórica) 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.

El Ajuste del Capital y el Ajuste de la prima de emisión no son distribuibles en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, estas partidas son aplicables para cubrir pérdidas acumuladas, de acuerdo con el orden de absorción que se indica en Nota 3.11.

Todas las acciones emitidas han sido suscriptas e integradas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - RESERVAS

a) Evolución de reservas

	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Reserva por revaluación de activos (ver punto b)	Reserva por inversiones a valor razonable
Saldos al 30 de abril de 2020	808.518	17.999.159	6.599.271	195.166
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020	141.967	2.697.390	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(1.437.417)	(195.166)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(333.743)	-
Saldos al 30 de abril de 2021	950.485	20.696.549	4.828.111	-
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 25 de agosto de 2021	-	(668.401)	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(2.422.766)	-
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(308.792)	-
Saldos al 30 de abril de 2022	950.485	20.028.148	2.096.553	-

⁽¹⁾ Para la distribución de dividendos, inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 – RESERVAS (Cont.)

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 I	PED II	Edificio y Terreno Neuquén	Total	Atribuible a la Sociedad	Atribuible a la Participación minoritaria
Saldo al 30 de abril de 2020	4.988.944	303.286	338.023	-	1.034.923	6.665.176	6.599.271	65.905
Disminución reserva	(2.441.488)	77.755	(4.242)	-	454.677	(1.913.298)	(1.916.558)	3.260
Impuesto diferido	610.371	(19.439)	1.060	-	(113.669)	478.323	479.141	(818)
Total Otros resultados integrales	(1.831.117)	58.316	(3.182)	-	341.008	(1.434.975)	(1.437.417)	2.442
Desafectación por amortización	(394.611)	(50.547)	(39.192)	-	(757)	(485.107)	(476.778)	(8.329)
Desafectación por impuesto diferido	118.382	15.165	11.758	-	228	145.533	143.035	2.498
Subtotal Desafectación de la Reserva por revaluación de activos	(276.229)	(35.382)	(27.434)	-	(529)	(339.574)	(333.743)	(5.831)
Saldo al 30 de abril de 2021	2.881.598	326.220	307.407	-	1.375.402	4.890.627	4.828.111	62.516
Incremento por revaluación	(2.661.495)	51.383	(105.080)	51.517	(902.727)	(3.566.402)	(3.553.805)	(12.597)
Impuesto diferido (35%)	931.523	(17.984)	36.778	(18.031)	315.955	1.248.241	1.243.831	4.410
Resultado por cambio de la alícuota del impuesto a las ganancias	176.617	(43.159)	(40.727)	-	(213.706)	(120.975)	(112.792)	(8.183)
Total Otros resultados integrales	(1.553.355)	(9.760)	(109.029)	33.486	(800.478)	(2.439.136)	(2.422.766)	(16.370)
Desafectación por depreciación del ejercicio	(383.143)	(61.655)	(38.788)	-	(298)	(483.884)	(475.065)	(8.819)
Desafectación por impuesto diferido	134.099	21.579	13.576	-	105	169.359	166.273	3.086
Subtotal Desafectación de la Reserva por revaluación de activos	(249.044)	(40.076)	(25.212)	-	(193)	(314.525)	(308.792)	(5.733)
Saldo al 30 de abril de 2022	1.079.199	276.384	173.166	33.486	574.731	2.136.966	2.096.553	40.413

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 27 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	<u>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
Saldo al 30 de abril de 2020		2.839.357
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020		(2.839.357)
Resultado integral del ejercicio		(1.002.144)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 26)		333.743
Saldo al 30 de abril de 2021	(668.401)	(668.401)
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 25 de agosto de 2021	668.401	
Resultado integral del ejercicio	4.717.374	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 26)	308.792	
Saldo al 30 de abril de 2022	5.026.166	

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 la reserva por revalúo técnico, hasta que la misma alcance el 20% del capital social y ajuste de capital, 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 29 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 no se hubiera producido y subsistiera un incumplimiento o un supuesto de incumplimiento. (ver Nota 43).
- c) De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre de cada ejercicio el saldo positivo de la "Reserva por revaluación de activos" y la "Reserva por Inversiones a Valor Razonable" no podrán ser distribuidos, capitalizados ni destinados a absorber pérdidas acumuladas, pero deberán ser computados 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
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 28 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

	30.04.2022	30.04.2021
No corriente		
En moneda nacional		
Provisiones varias	1.460.556	1.962.031
En moneda extranjera (Nota 37)		
Deudas por arrendamiento (Nota 18)	81.843	248.798
Provisiones varias	166.446	332.495
Total	1.708.845	2.543.324
Corriente		
En moneda nacional		
Proveedores	4.909.641	3.400.773
Deudas con partes relacionadas (Nota 35.b)	2.315	40
Provisiones varias	812.603	769.947
En moneda extranjera (Nota 37)		
Proveedores	2.222.314	3.161.102
Deudas con partes relacionadas (Nota 35.b)	-	327
Deudas por arrendamiento (Nota 18)	131.553	210.288
Provisiones varias	363.430	453.279
Total	8.441.856	7.995.756

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:

	30.04.2022	30.04.2021
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	649.219	661.190
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	24.588	1.022.889
De 3 a 6 meses	9.844	130
De 6 a 9 meses	-	368
De 9 a 12 meses	5.062	144
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	7.634.532	5.982.755
De 3 a 6 meses	39.537	131.552
De 6 a 9 meses	39.537	98.364
De 9 a 12 meses	39.537	98.364
De 1 a 2 años	107.655	231.361
Más de 2 años	1.601.190	2.311.963
Total	10.150.701	10.539.080

NOTA 29 - DEUDAS FINANCIERAS

	30.04.2022	30.04.2021
No corriente		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar - obligaciones negociables	(58.671)	(114.974)
En moneda extranjera (Nota 38)		
Obligaciones Negociables	27.541.332	37.708.237
Total	27.482.661	37.593.263

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 29 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

	30.04.2022	30.04.2021
Corriente		
En moneda nacional		
Adelantos en cuenta corriente	432.837	-
Comisiones y gastos a devengar - obligaciones negociables	(57.042)	(56.254)
Préstamos bancarios	-	871.916
En moneda extranjera (Nota 37)		
Préstamos bancarios	289.650	118.538
Obligaciones Negociables	876.186	1.199.229
Total	1.541.631	2.133.429

La evolución de los préstamos es la siguiente:

	30.04.2022	30.04.2021
Saldo al inicio	39.726.692	51.135.418
RECPAM	(14.912.937)	(17.930.107)
Adelantos en cuenta corriente	432.837	-
Devengamientos:		
Interés devengado	2.909.916	4.542.101
Comisiones y gastos devengados	73.902	78.052
Diferencia de cambio generada por deudas en moneda extranjera	6.854.441	14.713.832
Pagos:		
Intereses	(3.080.633)	(3.927.622)
Capital	(864.730)	(1.807.909)
Recompra de Obligaciones Negociables	(2.115.196)	(7.077.073)
Saldo al cierre	29.024.292	39.726.692

Según el plazo estimado de pago los mismos se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2022	30.04.2021
6 meses o menos	1.484.856	2.102.288
6-12 meses	56.775	31.141
Más de 2 años	27.482.661	37.593.263
Total	29.024.292	39.726.692

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas:

	30.04.2022	30.04.2021
Dólar Estadounidense	28.707.168	39.026.004
Pesos	317.124	700.688
Total	29.024.292	39.726.692

Las deudas en dólares devengan un interés promedio anual del 6,843 y 6,869% al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. Los adelantos en cuenta corriente devengan un interés promedio anual del 36,5 % al 30 de abril de 2022, en tanto que los préstamos en pesos devengaron una tasa LIBOR corregida más 4,5% nominal anual, al 30 de abril de 2022 y 2021.

Durante los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021 la Sociedad ha efectuado recompras de sus Obligaciones Negociables Clase 2 por un total de US\$ 16.180.000 y US\$ 44.974.000 de valor nominal, respectivamente, acumulando al 30 de abril de 2022 US\$ 61.154.000. El resultado de dichas recompras se expone en Nota 12.

Al de 30 de abril de 2022 y 2021 el capital adeudado en concepto de Obligaciones Negociables Clase 2 asciende a US\$ 300.000.000. El monto de las Obligaciones Negociables Clase 2 recompradas por la Sociedad se encuentran en cartera.

El valor razonable de las obligaciones negociables al 30 de abril de 2022 y 2021 asciende a \$ 26.378 y \$ 34.074 millones, valuados según método de valuación nivel 1.

El importe en libros del resto de las deudas financieras corrientes y no corrientes se aproxima a su valor razonable.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 29 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

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 US\$ 300 millones bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros tienen una calificación internacional de “CCC+/RR4” y “CCC+” por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente y una calificación local de “A+” y “raBBB-”, por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente.

Las principales características son:

Monto de la Emisión: US\$ 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.

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.

El Prospecto y Suplemento de Precio que regulan la emisión y otros aspectos relacionados con las Obligaciones Negociables incluyen una serie de “covenants” y exigencias que debe cumplir la Sociedad y ciertas subsidiarias restringidas mientras las obligaciones estén en curso. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros el Directorio de la Sociedad ha verificado cada una de estas exigencias y no ha identificado incumplimientos.

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 2022 asciende a \$ 28.417.517, de las cuales \$ 876.185 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 2022 asciende a \$ 114.878, de las cuales \$ 56.207 son corrientes.

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2022, la Sociedad y sus Sociedades Restringidas cumplen con todos los compromisos asumidos.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 29 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

b) Banco Macro S.A.

Con fecha 3 de abril de 2020 la Sociedad celebró un préstamo con el Banco Macro para la financiación del capital de trabajo, con las siguientes características:

Monto: \$ 800.000

Vencimiento: 4 de octubre de 2021.

Amortización: tres cuotas trimestrales a partir del 2 de abril de 2021.

Tasa de interés: tasa BADLAR corregida más 9,25% nominal anual, pagaderos trimestralmente, habiendo vencido la primera cuota el 3 de julio de 2020.

El saldo al 30 de abril de 2021 ascendía a \$ 871.917 siendo en su totalidad corriente. Con fecha 2 de julio de 2021 se canceló el saldo adeudado.

c) Santander Río S.A.

Con fecha 3 de septiembre de 2021, E G WIND celebró un préstamo con el Banco Santander Río S.A. Las características del préstamo son las siguientes:

Monto: US\$ 2.500.000.

Interés: devenga intereses a una tasa fija nominal anual en dólares del 2,95%. Los intereses se abonan trimestralmente a partir del primer desembolso.

Vencimiento: 2 de septiembre de 2022.

Amortización: en dos cuotas con vencimiento de la primera cuota el 3 de junio de 2022 por US\$ 1.000.000 y el saldo restante en una cuota el 2 de septiembre de 2022.

Garantías: no posee.

Destino de los fondos: Los fondos serán destinados a capital de trabajo.

El saldo al cierre del ejercicio es de \$ 289.650, siendo en su totalidad corriente. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados, las cuales se devengarán en el plazo del préstamo. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2022 asciende a \$ 833, siendo en su totalidad corrientes.

d) 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 I. A continuación se detallan sus características:

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 LIBOR más una tasa del 8,75 %.

Garantías: el préstamo está garantizado por lo siguiente:

- Prenda en primer grado de preferencia sobre los equipos y todos los activos del PED I;
- 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 I;
- Cesión de garantía de los derechos emergentes del contrato de comodato suscripto con CAPSA sobre el terreno donde se ubica el PED I; y

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 29 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

- 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 generó la obligación por parte de Hychico y de la Sociedad, su Garante, del cumplimiento de ciertas obligaciones estipuladas en el contrato; las cuales hay sido cumplidas no generando evento de "default" al 30 de abril de 2022 y 2021

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. 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 LIBOR más 4,5 %.

Al 30 de abril de 2021 el saldo ascendía a \$ 118.538 el cual era corriente. Se habían deducido del préstamo las comisiones y garantías pagadas, las cuales se devengaban en el plazo de la deuda.

A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico canceló totalmente el préstamo mencionado.

d) Resumen al 30 de abril de 2022

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (punto a)	876.186	27.541.332	28.417.518
Comisiones y gastos a devengar Oblig.Negoc. (punto a)	(57.042)	(58.671)	(115.713)
Santander Río (punto c)	289.650	-	289.650
Adelantos en cuenta corriente	432.837	-	432.837
Total	1.541.631	27.482.661	29.024.292

NOTA 30 – REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	30.04.2022	30.04.2021
Corriente		
En moneda nacional		
Remuneraciones y deudas sociales	232.022	226.239
Provisiones varias	630.537	582.912
Total	862.559	809.151

NOTA 31 - CARGAS FISCALES

	30.04.2022	30.04.2021
Corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar (neto) (ver Nota 13)	1.536.319	82.997
Retenciones y percepciones impositivas	105.123	74.673
Provisión por impuesto a los Ingresos Brutos	46.855	38.989
Total	1.688.297	196.659

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 32 - OTRAS DEUDAS

	<u>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Regalías de petróleo y gas	392.694	345.032
Total	<u>392.694</u>	<u>345.032</u>

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS

1. Provisiones

	<u>30.04.2022</u>	<u>30.04.2021</u>
No corriente		
En moneda nacional		
Para juicios y multas	15.586	24.632
Total	<u>15.586</u>	<u>24.632</u>

La provisión para juicios y multas 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 30 de abril de 2020	5.734
Efecto RECPAM	(1.813)
Incremento	<u>20.711</u>
Saldo al 30 de abril de 2021	24.632
Efecto RECPAM	<u>(9.046)</u>
Saldo al 30 de abril de 2022	15.586

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") suscrito entre la SEN y ciertos fraccionadores y productores de GLP, entre los cuales no se encontraba la Sociedad.

Las sanciones aplicadas consistieron en:

- Una multa de \$ 3.117 (expresada en moneda histórica),
- La entrega forzosa por parte de la Sociedad de 2.351 toneladas de GLP a otros productores y/o fraccionadores, cuyo valor de mercado ascendía a \$ 3.853 (expresado en moneda histórica) aproximadamente, e
- Inhabilitación para exportar mientras no se cumplía con la resolución.

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 administrativo 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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 2022 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 ENARGAS por cargo por Gas Importado

La Sociedad considera que el cargo tarifario previsto por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 mencionado en la Nota 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 \$ 3.499 más IVA (expresado en moneda histórica).

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 (expresado en moneda histórica) 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.

Este fallo de Segunda Instancia despejó el estado de incertidumbre de la Sociedad con respecto a la viabilidad de su reclamo original.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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.

El 2 de febrero de 2022 el Juzgado Federal de Neuquén le notificó a Capex la sentencia de primera instancia haciendo lugar a su planteo, declarando la inconstitucionalidad del Decreto 2067/2008, de las Resoluciones N° 1982/2011, 1988/2011 e 1991/2011 del ENARGAS bajo fundamentos similares a los ya establecidos en el fallo de la compañía Mega. Principalmente la sentencia se encuentra fundada en la irracionalidad de la norma.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

A la fecha el ENARGAS y el Estado Nacional han apelado la sentencia, pero el primero lo realizó fuera de término y fue rechazado. Se le aceptó al Estado Nacional la apelación y el expediente respectivo será tratado por la Cámara de General Roca.

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.

a.3) Resolución SEN 77/12

La Sociedad considera que la Res SEN 77/12, mencionada en la Nota 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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 2022 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

(i) En agosto de 2010 la AFIP notificó a la Sociedad (OI 311.479) una determinación de deuda por \$ 6.334 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 (expresado en moneda histórica) e intereses devengados por \$ 3.471 (expresado en moneda histórica) 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 de energía 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 de energía como una actividad industrial.

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Res 668/11 de la AFIP mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada.

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 sustituyó con una póliza de seguro de caución por \$ 7.186 (expresado en moneda histórica).

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 las 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 la Sociedad. Durante el mes de febrero de 2018 la AFIP dispuso la apertura a prueba de la primera determinación de deuda.

Producidas las pruebas, por Resolución Administrativas N° 323/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador decidió volver a desestimar la impugnación realizada por la Sociedad contra la determinación de deuda, tal como lo había hecho varios años antes. Contra esa decisión, la Sociedad interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

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 N° 814/2001.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

(ii) Con fecha 4 de julio de 2011, la AFIP notificó a la Sociedad (OI 594.592) 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 (expresado en moneda histórica, capital de \$ 1.002 más intereses por \$ 715 por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social. Los argumentos del fisco son los reseñados en el punto anterior. Dicha Determinación de deuda fue impugnada en sede administrativa mediante presentaciones de fecha 25 de julio de 2011 y 8 de agosto de 2011. Luego de varios años de presentada la impugnación, la AFIP dispuso la apertura a prueba de las actuaciones. Producidas las pruebas, por Resolución Administrativa 324/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador desestimo la impugnación efectuada por la Empresa contra la determinación de deuda. Contra esa decisión la Empresa interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

(iii) Asimismo, en julio de 2011 la AFIP también notificó a la Sociedad la aplicación de multas por un monto total de \$ 491 (expresado en moneda histórica) por considerar que en determinados meses comprendidos entre agosto de 2001 y abril de 2005 la Sociedad incurrió en la infracción previsional de “Falsa declaración o adulteración de datos referentes a los beneficiarios”

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 presentó una póliza de caución por el monto de la multa.

(iv) El 12 de marzo de 2019 la Sociedad recibió un requerimiento de la AFIP (OI 1.714.858) para (i) rectificar las DDJJ de aportes y contribuciones del período mayo de 2009 a abril de 2018 por incorrecto encuadramiento de las contribuciones de la seguridad social en el Decreto N° 814/01 art. 2 inc. B, o (ii) presentar las pruebas que hagan a su legítima defensa por los períodos involucrados. La Sociedad presentó la respuesta al requerimiento con fecha 26 de marzo de 2019 rechazando el requerimiento bajo los mismos fundamentos ya oportunamente presentados ante la AFIP.

En marzo de 2022, la AFIP realizó un nuevo requerimiento de rectificación de las declaraciones juradas (OI 2001730) por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social, en este caso por los periodos mensuales comprendidos entre mayo 2009 y diciembre 2019.

El 13 de junio de 2022 la Sociedad fue notificada, en el marco de las actuaciones O.I 2001730, de una determinación de deuda bajo el mismo concepto de reclamo de contribuciones patronales por el período mayo 2010 a diciembre de 2019 con un reclamo por \$ 74.669 más \$ 155.982 de intereses (total \$ 230.651) más una multa por \$ 24.393. La sociedad presentó la impugnación administrativa a la nueva determinación de deuda el 5 de julio de 2022.

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 2022 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

NOTA 34 – COMPROMISOS

- En Nota 1 se detalla el compromiso de inversión de Capex con las provincias de: i) Neuquén en relación con el contrato para la exploración, desarrollo y producción del área Parva Negra Oeste, ii) Río Negro en relación con el permiso de exploración sobre el área Puesto Zúñiga y con las Concesiones de explotación hidrocarburíferas de las áreas de Loma Negra y de La Yesera y iii) Chubut en relación con la Concesión de explotación hidrocarburífera del área Pampa del Castillo – La Guitarra.
- En Nota 2.b se menciona el compromiso con CAMMESA como consecuencia de la Res SRRyME 1/19.
- En Nota 2.c se mencionan los compromisos asumidos con el Plan de Promoción de producción de Gas Natural Argentino.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 – COMPROMISOS (Cont.)

- La Sociedad ha firmado un acuerdo con San Antonio International 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.
- En relación con el suministro de GLP, la Sociedad cuenta con distintos compromisos asumidos para el ejercicio 2022/2023. En relación al butano comercial los compromisos ascienden al 75%, aproximadamente, de la producción en el mercado local. En lo que respecta al gas propano comercial sus compromisos locales alcanzan aproximadamente el 19% de su producción. Al igual que lo viene haciendo, se prevé exportar propano durante todo el ejercicio en función del otorgamiento de los correspondientes permisos de exportación.
- En Nota 29.a) se describen los principales compromisos originados por la emisión de la ON Senior Notes Clase 2.
- 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 7).
- 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 40).

NOTA 35 - 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 74,8% 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:

	30.04.2022	30.04.2021
Venta de energía eléctrica	29.539	48.021
Gastos correspondientes a C.A.P.S.A.	35.374	29.193
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(1.907)	(6.489)

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - 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:

	30.04.2022	30.04.2021
Alquileres de oficinas y cocheras	(17.843)	(16.306)
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(501)	(5.602)

a.iii) *Con las sociedades controlantes de la controlante*

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.	14	-

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Gastos correspondientes a Wild	14	-

a.iv) *Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:*

Las operaciones con Interflow S.A. fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Gastos correspondientes a Interflow	131	2.825

a.v) *Con las sociedades vinculadas*

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Alquileres de oficinas y cocheras	(153.725)	(181.575)

a.vi) *Con los consorcios*

Las operaciones con Loma Negra fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Servicios dirección, operación	373.806	368.785
Gastos prorrateables	64.548	67.432
Cargos por servicios administrativos indirectos	57.916	63.544
Reintegro de gastos	28.249	83.871
Aportes realizados	(1.788.181)	(990.468)
Distribuciones a los socios	305.686	220.074

Las operaciones con Lote IV La Yesera fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Servicios dirección, operación	69.796	95.621
Gastos prorrateables	17.104	16.858
Cargos por servicios administrativos indirectos	15.010	21.569
Reintegro de gastos	99	115
Aportes realizados	(878.962)	(158.005)
Distribuciones a los socios	150.057	45.727

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

a.vii) Con la UT

Las operaciones con Pampa del Castillo fueron:

	30.04.2022	30.04.2021
Servicios dirección, operación	831.060	732.996
Cargos por servicios administrativos indirectos	337.955	273.453
Reintegro de gastos	167.696	9.171
Aportes realizados	(14.835.542)	(9.446.526)
Distribuciones a los socios	2.842.741	1.754.764

b) Saldos al cierre con partes relacionadas

	30.04.2022		
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	3.687	961	85
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	1.453	-	2.035
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	11	80.829	181
- Lote IV La Yesera	-	12.527	-
- Pampa del Castillo	-	6.075	14
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	79	-	-
Total en moneda nacional	5.230	100.392	2.315
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	31	4.754	-
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	630	6.803	-
- Lote IV La Yesera	-	4.290	-
- Pampa del Castillo	25	2.535	-
Total en moneda extranjera	686	18.382	-

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

	30.04.2021		
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	13.525	7.466	-
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	198	-	40
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	1.824	49.931	-
- Lote IV La Yesera	-	16.134	-
- Pampa del Castillo	-	5.111	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:			
- Interflow S.A.	103	-	-
Total en moneda nacional	15.650	78.642	40
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	5.498	327
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	6.058	9.877	-
- Lote IV La Yesera	-	5.029	-
- Pampa del Castillo	-	2.325	-
Total en moneda extranjera	6.058	22.729	327

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) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 y 2021, asciende a 470.155 y \$ 417.794, respectivamente.

Adicionalmente, al 30 de abril de 2022 y 2021 se devengaron \$ 31.000 y \$ 33.188 en concepto de honorarios a los directores titulares.

NOTA 36 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA

- Con fecha 29 de marzo de 2012, Hychico firmó un contrato de préstamo con Corporación Interamericana de Inversiones por 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. A la fecha de los presentes estados financieros Hychico canceló totalmente este préstamo encontrándose en trámite la liberación de las garantías correspondientes.

Como contraprestación por el otorgamiento de la garantía descrita, la Sociedad recibió de Hychico un canon anual calculado sobre el saldo de deuda del préstamo.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 - 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 40).

Con fecha 18 de noviembre de 2020 EG WIND canceló anticipadamente la deuda con Enercon GmbH por US\$ 13.771.741, con un descuento de US\$ 3.471.74 y el 29 de junio de 2021 canceló la deuda con Enercon Argentina S.A. por US\$ 4.848.953, encontrándose en trámite la liberación de las garantías otorgadas por Capex.

NOTA 37 – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

La presente información es presentada a los efectos de dar cumplimiento con las disposiciones establecidas por la CNV

Los tipos de cambio utilizados corresponden a los vigentes al 30 de abril de 2022 según el BNA.

Rubros	30.04.2022			30.04.2021	
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$ reexpresado
ACTIVO					
ACTIVO NO CORRIENTE					
Inversiones financieras a costo amortizado					
Plazos fijos	US\$	28.120	115,11	3.236.861	9.892.685
Otros créditos					
créditos a recuperar	US\$	3.926	115,11	451.954	494.940
Total del activo no corriente				3.688.815	10.387.625
ACTIVO CORRIENTE					
Otras cuentas por cobrar					
Anticipos varios	US\$	478	115,11	55.072	107.594
Créditos con partes relacionadas	US\$	6	115,11	686	6.058
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	-	-	-	11.191
Créditos a recuperar	US\$	868	115,11	99.876	3.874
Diversos ME	US\$	140	115,11	16.123	29.940
Cuentas por cobrar comerciales					
Créditos con partes relacionadas	US\$	160	115,11	18.382	22.729
Por venta de petróleo y otros	US\$	9.492	115,11	1.092.573	1.191.826
Por venta de energía y otros	US\$	596	115,11	68.642	119.934
Inversiones financieras a valor razonable					
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	3.445	115,11	396.536	984.152
Efectivo y equivalentes de efectivo					
Caja	US\$	5	115,11	540	683
Caja	€	3	121,57	425	630
Bancos	US\$	1.550	115,11	178.454	158.291
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	1.528	115,11	175.841	-
Inversiones financieras a costos amortizado	US\$	53.529	115,11	6.161.734	5.361.980
Total del activo corriente				8.264.884	7.998.882
Total del activo				11.953.699	18.386.507

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO (Cont.)

Rubros	30.04.2022				30.04.2021
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$
PASIVO					
PASIVO NO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Provisiones varias	US\$	1.443	115,31	166.446	332.495
Deudas por arrendamiento	US\$	710	115,31	81.843	248.798
Deudas financieras					
Obligaciones Negociables	US\$	238.846	115,31	27.541.332	37.708.237
Total del pasivo no corriente				27.789.621	38.289.530
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Proveedores	US\$	19.273	115,31	2.222.314	3.161.102
Pasivos con partes relacionadas	US\$	-	-	-	327
Provisiones varias	US\$	3.152	115,31	363.430	453.279
Deudas por arrendamiento	US\$	1.141	115,31	131.553	210.288
Instrumentos financieros derivados					
Deudas financieras					
Deudas bancarias	US\$	2.512	115,31	289.650	118.538
Obligaciones Negociables	US\$	7.599	115,31	876.186	1.199.229
Total del pasivo corriente				3.883.133	5.142.763
Total del pasivo				31.672.754	43.432.293

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

Provincia del Neuquén

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Hector A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión enero de 2052, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.152	1.133	4.285	125	265	16.066
Petróleo	Mbbl	1.164	1.421	2.585	3.082	5.623	48.866
	Mm ³	185	226	411	490	894	7.769

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 100 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

Provincia del Chubut

- Bella Vista Oeste

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste, al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	3.371	4.566	7.937	176	-	-
	Mm ³	536	726	1.262	28	-	-

La Sociedad posee el 100 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

- Pampa del Castillo

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Pampa del Castillo al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por la auditora independiente Ingeniero José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM. Teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de octubre de 2026, los siguientes valores fueron certificados por el auditor independiente Héctor A. López:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	19	11	30	3	-	-
Petróleo	Mbbl	6.082	3.982	10.064	779	-	-
	Mm ³	967	633	1.600	124	-	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 95 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

Provincia de Río Negro

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Ingeniero José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2034 (ver 1.1), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.436	753	2.189	135	-	-
Petróleo	Mbbl	2.271	1.107	3.378	214	-	-
	Mm ³	361	176	537	34	-	-

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

La Sociedad 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 2021 fue certificada por el auditor independiente, Ingeniero José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión agosto de 2037 (ver Nota 1.1), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	164	48	212	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.157	635	1.792	-	-	4.692
	Mm ³	184	101	285	-	-	746

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

La Sociedad posee el 37,5 % de dichas reservas (ver Nota 1.1).

- Puesto Zúñiga

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Puesto Zúñiga al 31 de diciembre de 2021 fue certificada por el auditor independiente, Lic. Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión marzo de 2047. Dada que era un área de exploración, estas son las primeras reservas documentadas.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	211	419	630	351	174	-
Petróleo	Mbbl	327	603	930	446	220	-
	Mm ³	52	96	148	71	35	-

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 90 % de dichas reservas.

Las reservas comprobadas desarrolladas al 30 de abril de 2022, calculadas en función de las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2021 hasta el final de cada concesión, corregidas por la producción del período enero a abril de 2022 y teniendo en cuenta la participación de la Sociedad en cada una de las áreas, ascienden a:

		Agua del Cajón	Bella Vista Oeste	Loma Negra (37,5%)	La Yesera (37,5%)	Pampa del Castillo (95%)	Total
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.039	-	504	59	18	3.620
Petróleo	Mbbl	1.113	3.218	802	414	5.217	10.764
	Mm ³	177	512	127	66	829	1.711

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

NOTA 39 - 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

Hychico 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.

Hychico 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 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. 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.

En función del acuerdo de servicio de fasón 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 comenzó 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 activos de Propiedad, planta y equipo relacionados con el proyecto.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

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 hizo 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 incluía una cláusula en la cual, ante la indisponibilidad operacional de los aerogeneradores, Wobben debía 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.

El 21 de abril de 2022 se firmó con Enercon Argentina S.R.L. un nuevo contrato por cuatro años hasta el 21 de abril de 2026, con opción de prórroga a cuatro años adicionales divididos en dos períodos de dos años cada uno. El día 21 de abril comenzó a operar este contrato.

c) Contrato de abastecimiento de oxígeno

En noviembre de 2008 Hychico 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.

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.

En mayo de 2018 se realizó la extensión del acuerdo comercial con ALASA por un período de 3 años y posteriormente, con fecha 31 de mayo de 2021, se firmó una nueva adenda al acuerdo de abastecimiento de oxígeno con vigencia desde el 1 de junio de 2021 hasta el 31 de mayo de 2022, fecha en la que se firmó una nueva adenda con extensión hasta el 31 de julio de 2022.

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 SE instruyó mediante Nota 1205/12 la firma del Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y Hychico, en el marco de la Resolución SE N° 108/11, para la comercialización de la energía generada por el PED.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

El precio de la energía suministrada se fija en U\$S/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 reintegra una fracción de los costos fijos por la operación de las máquinas comprometidas en el MEM, los cuales son determinados en base a la información publicada en el Documento de Transacción Económica (DTE) del mes correspondiente, que emite CAMMESA.

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).

El precio del servicio de fasón asciende a US\$/Mwh 40 y se estableció un procedimiento de ajuste mensual, pudiendo renegociarse el mismo al vencimiento de cada año calendario.

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 40 – PARQUE EOLICO DIADEMA II

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. Capex participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico 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 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 y Minería. 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 27,6 MW 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 incluía la obligación de E G WIND de construir el Parque Eólico Diadema II. Con motivo de dicha adjudicación, E G WIND obtuvo beneficios fiscales nacionales, previstos en el programa RenovAr Ronda 2 en el marco de la Ley 26.190 y 27.191, a saber: a) se extiende a 10 años el período para la compensación de los quebrantos del impuesto a las ganancias, b) devolución anticipada del impuesto al valor agregado que podrá ser solicitado luego de transcurrido un período fiscal a partir de las inversiones realizadas en el citado proyecto hasta la conclusión del mismo y c) amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, el cual podrá ser solicitado a partir del período fiscal de habilitación del bien, y los beneficios fiscales provinciales de la provincia del Chubut en el marco del Régimen de Promoción de Fuentes de Energías Renovables, Ley XVII – N°95 y Decreto 1114/11, a saber: a) Impuesto de sellos: eximición del pago para las etapas de estudio y desarrollo y de construcción y b) Impuesto a los ingresos brutos: eximición del 100 % generado por el desarrollo de las actividades durante los primeros 5 años a contar desde el inicio de la operación comercial, y del 50% a partir del sexto año hasta el décimo año inclusive.

El Parque Eólico Diadema II se encuentra ubicado en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y está compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,07 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,6 MW. La inversión total fue de aproximadamente US\$ MM 35,7.

El parque obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional, existirán restricciones en la capacidad de transporte de la región, las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece también una cláusula de “Take or pay”.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 41 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES

Adquisición de la participación de San Jorge Energy S.A. en la Concesión de Explotación “La Yesera”

Con fecha 8 de febrero de 2021, la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A. los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 18,75% que dicha sociedad poseía en la Concesión de Explotación “La Yesera”, ubicada en la provincia de Río Negro.

La efectiva adquisición del porcentaje de participación en la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, se encontraba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones, entre ellas, que en el plazo de 90 días contados (o el mayor acordado por las partes) desde la firma del acuerdo de cesión, la provincia de Río Negro aprobara la cesión del porcentaje de participación indicado.

El plazo para el cumplimiento de la condición suspensiva fue extendido por las partes por un período adicional de 90 días contados desde el 10 de mayo de 2021. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión. El decreto de aprobación estipulaba un plazo de 30 días para efectivizar la operación. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, el 30 de junio de 2021 Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión.

El monto abonado por la participación fue de US\$ 1,5 millones más impuestos, el cual fue abonado con fecha 30 de junio de 2021 (equivalente a \$ 144.310 expresado en moneda histórica). Con dicha adquisición Capex posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

A continuación, se detalla la conformación del valor de la transacción:

	Monto en miles de US\$	Montos en \$ equivalentes a la fecha de la transacción
Precio pagado a San Jorge S.A.	1.652	172.032
Precio de compra total	1.652	172.032

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 (expresado en moneda histórica)
	\$
Efectivo y equivalente de efectivo	2.683
Créditos por venta	62
Otros créditos	2.161
Inventarios	232
Repuestos y materiales	22.201
Propiedad Planta y equipos	486.757
Cuentas por pagar comerciales	(16.707)
Cargas fiscales	(1.125)
Total activos netos identificables	496.264
Resultado transacción (Ganancia)	(351.954)
Precio neto antes de impuestos	144.310
Impuestos	13.816
Precio de compra total	158.126

Los costos relativos a la transacción, que incluyeron principalmente honorarios profesionales e impuesto a los sellos, ascendieron a \$ 1.299 (expresado en moneda histórica) y se expusieron en el rubro Gastos de administración. El resultado de la transacción expresado en moneda de cierre es de \$ 506.584, la cual generó un pasivo impositivo diferido de aproximadamente \$ 177.304.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 41 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES (Cont.)

Los valores razonables correspondientes a los activos del negocio adquirido surgen de evaluaciones efectuadas por la Dirección, y serán finales en los estados financieros de la Sociedad al 30 de abril de 2022. De acuerdo con el método de adquisición, el precio de compra fue alocado a los activos 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. El valor razonable se estimó considerando los valores presentes a la fecha de adquisición de los flujos de fondos esperados en función de las reservas de las áreas adquiridas.

El efecto de realizar la combinación de negocio generó una ganancia de \$506.584, registrado en el rubro "Otros egresos operativos netos" del Estado de Resultados Integrales, como consecuencia del exceso del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos y la consideración determinada total. La Dirección de la Sociedad considera que obtuvo activos con reservas a un precio conveniente, debido a la decisión del vendedor San Jorge Energy S.A. de realizar la operación.

NOTA 42 – PARTICIPACION EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA

Los activos y pasivos y el costo de producción, antes del porcentaje de participación, al 30 de abril de 2022 y 2021 de las operaciones conjuntas en los que participa la Sociedad se detallan a continuación:

Consortios Participación	Loma Negra 37,50%		La Yesera 37,50%		Pampa del Castillo 95%	
	30.04.2022	30.04.2021	30.04.2022	30.04.2021	30.04.2022	30.04.2021
Activo no corriente (1)	27.568.024	29.846.551	2.365.467	2.485.009	19.415.407	12.470.450
Activo corriente	758.266	910.701	333.777	202.790	1.281.229	931.380
Total activo	28.326.290	30.757.252	2.699.244	2.687.799	20.696.636	13.401.830
Pasivo corriente	1.639.537	2.027.397	294.098	430.224	3.917.389	2.666.235
Total pasivo	1.639.537	2.027.397	294.098	430.224	3.917.389	2.666.235
Costos de producción (1)	(1.904.445)	(1.610.289)	(366.692)	(419.777)	(6.230.378)	(5.689.460)

(1) No incluyen cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos, en caso de existir, son estimados y registrados por los socios participantes de la UT y los Consortios.

NOTA 43 – HECHOS POSTERIORES

Con fecha 23 de junio de 2022 el Directorio de la Sociedad, aprobó la distribución de dividendos anticipados correspondiente a ganancias realizadas y líquidas del período intermedio cerrado al 31 de enero de 2022, por un total de \$ 3.512.027.675 (valor en \$), equivalente a \$ 19,533 (valor en \$) por cada acción clase "A" de VN \$ 1 en circulación. El pago se hizo efectivo el 5 de julio de 2022, quedando sin cancelar la suma de \$ 22.220,42 (valor en \$), correspondientes a 1119 acciones que según informó Caja de Valores S.A. carecen de titular. A la fecha de pago del dividendo anticipado la Sociedad no se encontraba imposibilitada de distribuir dividendos conforme los compromisos establecidos en los términos y condiciones de la Obligaciones Negociables Clase 2.

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
11 de julio de 2022
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli