

MEMORIA

(Información no cubierta por el informe de los Auditores Independientes).

Señores Accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la documentación referida a los Estados financieros correspondientes al vigésimo noveno ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

1. CONTEXTO MACROECONÓMICO

La economía argentina comienza a descomprimir, aunque lentamente, algunas de las circunstancias extremadamente negativas que estuvo enfrentando durante 2020. Los desafíos por superar eran múltiples, y entrelazados entre sí. Primero, debía lidiarse con una crisis cambiaria disparada a mediados de 2018, cuyas consecuencias aún se sentían al inicio de la pandemia respecto al Coronavirus (“COVID-19”). Segundo, el miedo social al COVID-19 y las medidas de aislamiento afectaron negativamente la actividad económica.

En los últimos meses la pandemia de COVID-19 siguió afectando negativamente la dinámica de la actividad y el empleo a nivel global. Las medidas sanitarias y las respuestas de política económica continuaron enfocadas en contener los efectos de la crisis y generar condiciones para una recuperación que se sostenga en el tiempo.

Para una empresa como MetroGAS S.A. (“MetroGAS” o la “Sociedad”) con una actividad concentrada en el mercado argentino, y en particular el servicio de distribución de gas que es muy sensible tanto para la población en general como para la mayoría de las actividades económicas, la evolución de la situación macroeconómica y social fue muy relevante.

Según los últimos datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (“INDEC”), la estimación preliminar del producto interno bruto (“PIB”), en el tercer trimestre de 2020, muestra una caída de 10,2% con relación al mismo período del año anterior. El PIB desestacionalizado del tercer trimestre de 2020, con respecto al segundo trimestre de 2020, arroja una variación negativa de 12,8%.

Durante noviembre, el estimador mensual de actividad económica (“EMAE”) publicado por el INDEC registró una contracción de 2,2% en la comparación interanual. En los primeros once meses del año 2020, el EMAE acumuló una caída de 10,0% con relación al mismo período de 2019.

Para el año 2020, la tasa de variación de precios anual del Índice de Precios al Consumo (“IPC”) en Argentina ha sido del 36,1% y la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (“IPI”) publicado por el INDEC alcanzó el 35,4%.

En materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar, según cotización Banco Nación, culminó el año 2020 en un valor de 84,15 pesos por dólar, habiéndose incrementado aproximadamente un 40,5% desde su valor de 59,89 pesos por dólar al cierre de 2019.

Las variables referidas anteriormente repercuten en forma directa y generalizada en la economía, impactando en relevantes incrementos de costos, entre otros efectos. Por lo tanto, y en forma particular para un negocio regulado como es el de la distribución de gas natural, la decisión del gobierno de continuar postergando hasta el mes de marzo de 2021 (alcanzando a esa fecha 24 meses consecutivos sin incrementos) la actualización de las tarifas impacta negativamente en los resultados de la Sociedad. Desde el inicio del congelamiento tarifario en el mes de febrero de 2019 hasta la fecha de cierre de los presentes estados financieros, la inflación acumulada fue del 106,4%

según el IPIM (variable que debería ser tomada para las actualizaciones tarifarias según el régimen vigente).

El Gobierno sigue enfrentando desde su asunción en diciembre 2019, singulares desafíos en materia macroeconómica, como la reducción de la tasa de inflación, alcanzar superávit comercial y fiscal, la acumulación de reservas, contener el tipo de cambio y la mejora en la competitividad de la industria local a partir de las distintas variables que la afectan, entre otros. Es difícil predecir el impacto que tendrán las medidas que el gobierno tomó hasta la fecha y/o que podría tomar adicionalmente (incluyendo las medidas vinculadas al sector energético). La incertidumbre existente en relación con las medidas que deberá adoptar el gobierno con respecto a la economía podría conducir a la volatilidad de los precios de mercado de valores de empresas argentinas, incluyendo en particular las empresas en el sector de energía, como la nuestra, dado el alto grado de regulación e intervención estatal en esta industria. Adicionalmente, no podemos garantizar que las actuales políticas y programas que aplican al sector de gas continuarán en el futuro.

No podemos asegurar el impacto de las medidas citadas con anterioridad en la economía argentina ni en nuestra situación patrimonial, económica, financiera o de otro tipo, nuestros resultados y los de nuestras operaciones y/o negocios.

2. PERFIL DE LA SOCIEDAD

MetroGAS es la empresa de distribución de gas natural por redes más grande de la Argentina, en términos de cantidad de clientes y volumen de gas entregado. De acuerdo con la última información disponible suministrada por el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) MetroGAS distribuye aproximadamente el 19% del total del gas natural abastecido por las nueve compañías distribuidoras del país y cuenta hoy con aproximadamente 2,4 millones de clientes en su área de servicio (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y once partidos del sur del Gran Buenos Aires), un área densamente poblada que incluye importantes usinas, clientes industriales y comerciales.

En el año 2005, con motivo de los cambios en las reglamentaciones (ver punto 2.3.2), el Directorio de MetroGAS decidió la constitución de MetroENERGÍA S.A. (“MetroENERGÍA”), una sociedad anónima de la cual MetroGAS es titular del 95% del capital accionario y cuyo objeto social es el de dedicarse por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros, a la compra-venta de gas natural y/o su transporte.

Desde el año 1993 el consumo de gas natural en la Argentina aumentó aproximadamente un 87%. Ese año el consumo fue de aproximadamente 21.828 MMm³ (millones de metros cúbicos) y se incrementó a 40.769 MMm³ en 2020 de acuerdo con la información provista por el ENARGAS. Dicho aumento se ha debido a los mejores precios relativos que presentó el gas natural respecto de otras fuentes de energía, al aumento en la capacidad de los gasoductos troncales y a la expansión de los sistemas de distribución.

Las reservas comprobadas de gas de la Argentina ascienden a 376.710 MMm³ de acuerdo con la información provista por la Secretaría de Energía (“SE”) al mes de diciembre de 2020. Existen 19 cuencas sedimentarias conocidas en el país, 10 de las cuales se encuentran en el continente, 3 son marítimas y 6 de ellas son combinadas. La producción está concentrada en 5 cuencas: Noroeste; Neuquén y Cuyo en la zona central; Golfo de San Jorge y Austral en el sur del país. La producción de gas natural fue 45.096 MMm³ de acuerdo con la información provista por la SE al mes de diciembre de 2020 en el período enero – diciembre 2020, de los cuales 24.645 MMm³ fueron provenientes de la cuenca neuquina. Adicionalmente, para poder satisfacer los requerimientos de la demanda interna, se debieron importar unos aproximadamente 7.406 MMm³, provenientes de Bolivia y del Gas Natural Licuado (“GNL”) regasificado en la planta de Escobar.

Aproximadamente el 61% del gas comprado por MetroGAS durante 2020 provino de la cuenca de Neuquén, el 34% de la cuenca de Tierra del Fuego y el restante 5% de la cuenca de Santa Cruz.

3. MARCO REGULATORIO

La distribución de gas natural por redes es un servicio público y por lo tanto es una actividad regulada. El ENARGAS, en los términos de la Ley del Gas es la autoridad de aplicación y su jurisdicción se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución de gas natural. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda de gas natural y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria.

Con fecha 31 de marzo de 2017 se publicó la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 por medio de la cual se dispuso a aprobar los estudios técnico-económicos sobre la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") y el Plan de Inversiones Obligatorias ("PIO") de MetroGAS para el período 2017-2021.

Tal lo expresado en los considerandos de la citada Resolución, la fijación de las tarifas máximas a autorizar en el quinquenio para la prestación del servicio de transporte y distribución de gas requirió la conjunción de:

- una tasa de rentabilidad justa y razonable a reconocer a las prestadoras del servicio - Costo del Capital;
- el valor de la Base Tarifaria, o Base de Capital necesaria para la prestación del servicio regulado;
- el PIO a ejecutar durante el quinquenio;
- el Capital de Trabajo afectado al giro del negocio regulado;
- la estimación de los Gastos de Operación y Mantenimiento, de Comercialización y Administración necesarios para la prestación del servicio regulado;
- los tributos que gravan la actividad regulada; y
- los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la demanda esperada durante el quinquenio.

Sin perjuicio de las variables tomadas en consideración por el ENARGAS en oportunidad de la RTI y el ajuste tarifario allí establecido, distintas medidas adoptadas a posteriori por el Estado Nacional (a través del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), la (ex) Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE") y el ENARGAS) devinieron en claro perjuicio de MetroGAS.

Las alteraciones más relevantes a la ecuación económico-financiera previstas al momento de la RTI derivan de la aplicación de distintas Resoluciones emitidas durante el ejercicio 2019 por el ENARGAS que produjeron menores ingresos, fundamentalmente por el diferimiento del ajuste semestral de tarifas y mayores costos en relación al cálculo del Gas Natural No Contabilizado ("GNNC").

Por lo mencionado precedentemente, han ocurrido cambios significativos en previsiones básicas del marco regulatorio que no habían sido contempladas al momento de disponerse la aprobación del PIO y determinarse las tarifas justas y razonables al momento de la RTI.

Debido a ello, con fecha 11 de octubre de 2019 MetroGAS realizó una presentación ante el ENARGAS solicitando (i) la revisión y adecuación del PIO de MetroGAS que fuera aprobado mediante Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 y (ii) una compensación económica para la restitución del equilibrio económico y financiero, conjuntamente con la reconsideración de ciertas medidas regulatorias adoptadas, ya sea por incrementos de los costos o por la reducción en la

generación de ingresos, de modo que permita cumplir con las premisas tomadas en cuenta al momento de realizarse los estudios técnicos y económicos de la RTI (ver puntos 3.2.1 y 7.6).

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N° 27.541, denominada de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia (“Ley de Solidaridad”), que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó en el PEN hasta el 31 de diciembre de 2020 las facultades en los términos del artículo N° 76 de la Constitución Nacional.

En relación al sistema energético, el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social facultó al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la Ley de Solidaridad Social y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un (1) año. Con fecha 19 de junio de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) N° 543/2020 que prorrogó el plazo establecido en el citado artículo 5° de la Ley de Solidaridad Social desde su vencimiento y por un plazo adicional de 180 días corridos, manteniéndose así vigente la referida facultad del PEN de mantener inalterados los valores tarifarios de electricidad y gas natural hasta fines de 2020.

Con fecha 17 de marzo de 2020 se publicó el Decreto N° 278/2020 que dispuso la intervención del ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, en orden a lo establecido en el artículo 6° de la Ley de Solidaridad Social, y la designación como interventor del Licenciado Federico Bernal (prorrogándose tales intervención y designación de conformidad con lo indicado en el párrafo siguiente).

Con fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó el Decreto N° 1.020/2020 que (i) determinó el inicio de la renegociación de la RTI vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; (ii) estableció que el plazo de la renegociación dispuesta anteriormente no podrá exceder los dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia del mencionado decreto, debiendo suspenderse hasta entonces los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores; (iii) encomendó la renegociación al ENARGAS pudiendo preverse adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación, según pudiera corresponder, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados; (iv) prorrogó el plazo de mantenimiento de las tarifas de gas natural establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública (prorrogado por el Decreto N° 543/20 desde su vencimiento) por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural (lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda); y (v) prorrogó la intervención del ENARGAS, incluyendo mandas y designaciones (entre ellas, la del Sr. Interventor, Federico Bernal), por el plazo de un (1) año desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el presente, lo que ocurra primero.

En razón de estas medidas, el 29 de enero de 2021, MetroGAS realizó una nueva presentación ante el ENARGAS, mediante la cual actualizó los valores de las afectaciones que fueron objeto de su presentación del 11 de octubre de 2019 -anteriormente citada-, y amplió su solicitud de compensación económica para la restitución de su equilibrio económico y financiero, solicitando la reparación de los perjuicios que le representaron los incrementos de sus costos y la reducción de

sus ingresos, derivados de las normas recién mencionadas, adoptadas todas a partir de la Ley de Solidaridad, inclusive.

Con fecha 23 de febrero de 2021 se publicó la Resolución ENARGAS N° 47/2021 que convoca a Audiencia Pública N° 101 virtual para el día 16 de marzo de 2021 con el objeto de poner a consideración el Régimen Tarifario de Transición de conformidad con el Decreto N° 1.020/20. En los términos de la resolución del ENARGAS, la Sociedad presentó oportunamente los cuadros tarifarios de transición, así como la información de sustento de los mismos para el régimen tarifario transitorio.

En la medida que el ENARGAS no adopte medidas tendientes a corregir la afectación del mecanismo de mantenimiento en valores constantes de la tarifa de distribución, esto continuará impactando negativamente en la Sociedad, disminuyendo el flujo de ingresos y empeorando la actual situación económico-financiera de MetroGAS.

Asimismo, debe tenerse presente que nos encontramos en un contexto de (i) incertidumbre con respecto a la capacidad de pago del sector público argentino y las posibilidades de obtener financiamiento, (ii) incremento de la inflación que afecta el crecimiento de la economía, (iii) controles de precios, (iv) incertidumbre respecto al marco regulatorio aplicable a la Sociedad, (v) restricciones a la adquisición y transferencia de divisas al exterior, (vi) aplicación de restricciones a las importaciones y exportaciones de productos y (vii) creación de nuevos impuestos a la exportación de determinados productos o el incremento de las alícuotas vigentes.

La situación económica del país tiene impacto, no sólo en los consumos de los distintos usuarios de la Sociedad, sino que también implica la variación de la coyuntura respecto a la situación imperante al momento del dictado de la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017.

Por otro lado, una parte de la deuda financiera de la Sociedad está denominada en dólares estadounidenses y está expuesta a las variaciones en el tipo de cambio. Consecuentemente, variaciones no previstas y abruptas en el tipo de cambio resultan en cambios significativos en los montos necesarios para ser aplicados al pago de servicios de deuda, afectando de tal manera los resultados y la condición financiera. Igual impacto deriva de las altas tasas de interés o el aumento de las tasas de inflación que incrementan los costos de operación e influyen negativamente en los resultados de operación y en la situación financiera.

En virtud de lo expuesto, el Directorio monitorea permanentemente la evolución de las variables económico-financieras y el impacto de la Ley de Solidaridad Social, y las normas derivadas de ella, para adoptar medidas tendientes a disminuir los impactos negativos sobre la Sociedad y su consecuente reflejo en los estados financieros de períodos futuros.

3.1 Juicio contra el Estado Nacional

En el año 2011, MetroGAS promovió una acción interruptiva de prescripción contra el Estado Nacional con el objeto de que, agotado el reclamo administrativo, se condenara a este a la reparación de los daños y perjuicios provocados a MetroGAS (derivados de la Ley de Emergencia) con motivo del incumplimiento a la obligación contractual de mantener la ecuación económico-financiera de la Sociedad de acuerdo con los términos del marco regulatorio establecido a partir de la Ley de Gas.

De manera complementaria a esta acción, y una vez agotada la vía administrativa, en el año 2013 se amplió la demanda fijándose la suma reclamada en miles de \$ 4.125.167 (expresada en valores al 31/12/2011) y se inició el Beneficio de Litigar Sin Gastos (“BLSG”) con el objeto de que se estableciera la exención del pago de las costas y gastos judiciales derivados de la acción de daños y perjuicios. Con la promoción del BLSG, MetroGAS quedó exenta del pago de la tasa de justicia al momento del inicio de la acción principal y hasta la resolución del BLSG.

Con fecha 30 de marzo de 2017 MetroGAS suscribió con el Estado Nacional el Acta Acuerdo Integral en virtud de la cual, dentro del plazo de noventa (90) días corridos de que entrara y se mantuviera en vigencia la Resolución que aprobara el cuadro tarifario resultante de la RTI, MetroGAS debía desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudieran eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso o que pudieran entablar, fundadas o vinculadas a los hechos o medidas dispuestas, respecto del Contrato de Licencia.

Con fecha 28 de marzo de 2018, se publicó en el Boletín Oficial (“B.O.”) el Decreto N° 252/2018 que ratificó el Acta Acuerdo Integral. En virtud de ello, con fecha 27 de junio de 2018 la Sociedad procedió al desistimiento de la causa “MetroGAS S.A. c/ Estado Nacional – M. Planificación - (Decreto N° 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento”. Mediante resolución de fecha 3 de octubre de 2018, se tuvo a MetroGAS por desistida de la acción y del derecho.

Con fecha 27 de agosto de 2020, de acuerdo con el dictamen elaborado por el representante del Fisco y en atención a la situación patrimonial de MetroGAS, se dispuso a conceder en un 90% el beneficio de litigar sin gastos solicitado, con costas por su orden. En estos términos, se procedió al recálculo de la Tasa de Justicia al 0,3% del monto del litigio y se actualizó a tasa activa BNA. Como consecuencia de ello se registró un recupero de las costas relacionadas con dicho reclamo por miles de pesos \$ 242.950 (en moneda de diciembre de 2020).

A la fecha el expediente se encuentra en Cámara toda vez que el perito interviniente apeló sus honorarios. Una vez que se remita el expediente al Juzgado, MetroGAS deberá liquidar y pagar la tasa de justicia.

3.2 Tarifas de distribución de gas natural

3.2.1 Cuadros tarifarios

Mediante Resolución N° 91/2018 del (ex) Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) se sustituyó el Numeral 9.4.2.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (“RBLD”) aprobada como Anexo B, Subanexo I, por el Decreto N° 2.255 de fecha 2 de diciembre de 1992, determinando en lo pertinente que “los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1° de abril al 30 de septiembre de cada año, y del 1° de octubre al 31 de marzo del año siguiente”.

En fecha 8 de octubre de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 281/2018 que dispuso aprobar los cuadros tarifarios de MetroGAS aplicables a partir de la publicación de los mismos (luego rectificada por la Resolución ENARGAS N° 292/2018). Cabe aclarar, que dichos cuadros tarifarios no contemplaron la exacta incidencia de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) correspondientes al período comprendido entre el 1° de abril y el 30 de septiembre de 2018.

En relación a la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, el ENARGAS advirtió que, para el período a considerar en el ajuste aplicable a partir de octubre-2018, es decir la variación entre febrero y agosto de 2018, existe una notoria disparidad entre la variación del IPIM y la de otros indicadores de la economía. Por ello, a partir de lo observado consideró razonable que para el ajuste semestral se aplique la metodología del Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017, pero considerando una adecuada combinación de índices que reflejen en mejor medida la variación de los indicadores de la economía general a fin de que se implementen los preceptos establecidos en las Resoluciones que aprobaron la RTI, alegando que “tal aplicación no significa un cambio metodológico, ni del principio general establecido en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4.356/17, sino la adecuada evaluación de tal criterio en el marco del caso concreto de su aplicación al semestre a iniciarse en octubre de 2018 en el que se aprecia una significativa disparidad entre el IPIM y otros indicadores macroeconómicos”.

A partir de ello, se aplicó como índice de actualización de la tarifa el promedio simple de los siguientes índices: a) IPIM entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018, b) “Índice del Costo de la Construcción” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (“ICC”), y c) “Índice de variación salarial” entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018 (“IVS”), lo cual resulta en una variación total para el período estacional de 19,7%, frente a una variación del 30,5% de haberse aplicado el IPIM únicamente. La Sociedad presentó en tiempo y forma el recurso de reconsideración contra la metodología seguida por el ENARGAS para reconocer el ajuste de la tarifa de distribución y la diferencia en las DDA.

Con fecha 24 de junio de 2019 y mediante Resolución N° 336/2019 de la SGE, se estableció -en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y con carácter excepcional- un diferimiento de pago del 22% en las facturas a ser emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019 que fue recuperado a partir de las facturas emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos.

Dicha Resolución también dispuso que el costo financiero del diferimiento (computado entre las fechas de vencimiento de pago original de las facturas y las de vencimiento de las facturas en las que se incluya cada cuota de recupero) sea asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productores, reconociéndose a ese efecto la tasa para plazos fijos por montos de \$ 20.000.000 o superiores a plazos de 30 o 35 días, denominada TM20, publicada por el Banco de la Nación Argentina que ascendió a 40,50% al 31 de diciembre de 2019.

Debe tenerse presente que la Resolución SGE N° 336/2019 es anterior a la significativa devaluación acontecida en el mes de agosto de 2019 y la tasa de interés prevista en la norma no compensa el impacto financiero causado por resultar insuficiente y afectar directamente el capital de trabajo de la Sociedad.

En relación al ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019, con fecha 4 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 521/2019 que difirió el ajuste semestral para el 1° de enero de 2020, oportunidad en la cual se aplicaría el valor correspondiente al índice de actualización inmediato anterior disponible. A fin de compensar a las prestadoras en el marco de lo dispuesto en el numeral 9.8 de las RBLD, se dispuso la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo. Para ello, las prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas natural debían presentar ante el ENARGAS, dentro del plazo de 30 días corridos desde la publicación de la Resolución SGE N° 521/2019, sus propuestas de readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo, a fin de que la autoridad regulatoria las evalúe y autorice, con las adecuaciones pertinentes, respetando la exacta incidencia entre los montos que se dejan de percibir en concepto de tarifa -incluyendo las bonificaciones a las subdistribuidoras de su área de licencia- y los montos de inversión comprometidos.

Asimismo, la Resolución SGE N° 521/2019 difirió el ajuste tarifario por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020, oportunidad en que se efectuarán las adecuaciones pertinentes a los períodos a considerar para el cálculo de las DDA.

Con fecha 4 de octubre de 2019, MetroGAS realizó la presentación requerida por la Resolución SGE N° 521/2019 con la propuesta de readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo.

En dicha presentación, la Sociedad determinó que el impacto en los ingresos para el período octubre-diciembre 2019 según las pautas utilizadas en la RTI, en moneda de diciembre de 2016, ascendió a aproximadamente \$390 millones. Por lo tanto, la Sociedad propuso readecuar el PIO por dicho monto, que representó una disminución del PIO original en un 3,84% para el año

Regulatorio 3 cuya fecha de finalización fue marzo de 2020. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, el ENARGAS no se ha expedido al respecto.

Con fecha 25 de noviembre de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 751/2019 que sustituyó el artículo 1° de la Resolución SGE N° 521/2019 y estableció: "Diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019".

Mediante Resolución ENARGAS N° 703/2019 se publicaron nuevos cuadros tarifarios para MetroGAS con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2019. Estos cuadros tarifarios tuvieron su fundamento en (i) el análisis y revisión de las DDA de MetroGAS correspondientes a los períodos "Octubre 2018-Abril 2019" y "Abril 2019-Octubre 2019" y (ii) el ajuste previsto en la Resolución ENARGAS N° 694/2019 que resolvió una controversia entre MetroGAS y Naturgy BAN S.A. Posteriormente, con fecha 29 de noviembre de 2019, y habiéndose advertido errores materiales en la Resolución ENARGAS N° 703/2019, se publicaron, a través de la Resolución ENARGAS N° 763/2019, nuevos cuadros tarifarios para MetroGAS con vigencia a partir del 29 de noviembre de 2019.

Sobre estas dos últimas resoluciones, se ha presentado recurso de reconsideración y nulidad sobre los montos determinados por DDA, por entender que los criterios utilizados para su determinación no se adecuaban a los principios consagrados en la Ley de Gas y tampoco a los que se comunicaron por medio de la Resolución ENARGAS N° 72/2019, que en tiempo y forma fue impugnada por MetroGAS y aún no fue resuelta por el ENARGAS. Con fecha 27 de abril de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 27/2020 que deroga la Resolución ENARGAS N° 72/2019 (ver punto 3.2.3).

A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, las presentaciones realizadas por MetroGAS se encuentran sujetas a evaluación por parte del ENARGAS, razón por la cual en la presentación realizada al ENARGAS con fecha 29 de enero de 2021 -citada anteriormente-, la Sociedad ha reclamado la correspondiente compensación económica por el impacto que todas las medidas mencionadas han provocado en sus ingresos.

Con fecha 23 de febrero de 2021 se publicó la Resolución ENARGAS N° 47/2021 que convoca a Audiencia Pública N° 101 virtual para el día 16 de marzo de 2021 con el objeto de poner a consideración el Régimen Tarifario de Transición de conformidad con el Decreto N° 1.020/20. En los términos de la resolución del ENARGAS, la Sociedad presentó oportunamente los cuadros tarifarios de transición, así como la información de sustento de los mismos para el régimen tarifario transitorio.

3.2.2 Resolución MINEM N° 508-E/2017

Con fecha 29 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 que establece el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y (ii) los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

Este procedimiento se enmarca dentro del artículo 20.2 del Modelo de Licencia aprobado por el Decreto N° 2.255/1992 que establece que el Distribuidor tendrá derecho a ser compensado por la reducción de ingresos que le ocasionen tales medidas a fin de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y el mantenimiento del servicio público de distribución de gas natural por redes, entre otros, el pago de las facturas de compra de gas natural y garantizar la continuidad de la prestación de dicho servicio público.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, las licenciatarias de Distribución deben informar en los plazos que allí se establecen y en base a los consumos anuales mensualizados y con carácter de declaración jurada ante el ENARGAS, los montos necesarios para compensar las diferencias mencionadas. Igual régimen informativo se adopta en relación al GNNC. De tal forma, para el cálculo de las compensaciones por el monto que dejan de percibir por los descuentos en facturación, así como por las diferencias por GNNC, se establece una compensación resultante de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

En lo que respecta al GNNC, para la valorización del mismo, al momento de la RTI se consideró el sendero de precios dispuesto por el MINEM en su Resolución N° 212/2016, el que estaba establecido en dólares, utilizándose para ello el tipo de cambio vigente en diciembre de 2016, a razón de U\$S1 = \$16. Ese sendero de precios era creciente en el tiempo arribando en octubre de 2019 al valor objetivo final. A partir de allí, ese costo quedó contenido y reflejado en la tarifa en el margen de distribución que debe ajustarse semestralmente por el indicador establecido en la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017. El costo de GNNC se incrementó significativamente en detrimento de lo que fuera aprobado mediante el sendero de precios estipulado en la Resolución N° 212-E/2016 del MINEM.

Con fecha 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la Dirección Nacional de Economía de Hidrocarburos observaciones al esquema previsto en la Resolución N° 508/2017 del MINEM. En virtud de ello, la SGE no solo no reconoció el ajuste previsto en la Resolución N° 508/2017 del MINEM respecto del GNNC sino que, además, dispuso que las sumas percibidas por el período enero de 2018 a noviembre de 2018 que hasta ese momento tenían carácter provisorio, fueran compensadas con deudas que mantenía la SGE con MetroGAS. Asimismo, tampoco fueron reconocidos los ajustes a valores reales que preveía la misma operatoria por ese mismo período, ni los excesos de costos incurridos a partir de diciembre de 2018 hasta septiembre de 2019. El impacto del ajuste sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 fue de una pérdida de \$ 452 millones correspondiente al ejercicio 2018 (cuyo monto reexpresado al 31 de diciembre de 2020 asciende a \$ 847 millones).

Una situación similar se produjo con las diferencias de cambio correspondientes al gas retenido del período enero de 2018 a marzo de 2018. En tal sentido, a partir de la firma de las Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes en noviembre-2017 (ver punto 3.2.3), se generó una afectación por las diferencias de cambio del período enero de 2018 a marzo de 2018 que el ENARGAS no aceptó reconocer en las diferencias diarias que se devengaron a favor de la Sociedad. MetroGAS presentó con fecha 27 de noviembre de 2018 un recurso ante el ENARGAS, el cual a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

Respeto de las afectaciones derivadas de la modificación del valor del GNNC y el no reconocimiento del subsidio dispuesto por la Resolución N° 508/2017 del MINEM, así como del no reconocimiento de las diferencias de cambio sobre el gas retenido y GNNC por el período enero 2018 a marzo 2018, la Sociedad ha formulado el reclamo compensatorio correspondiente mediante sus presentaciones de fechas 11 de octubre de 2019 y 29 de enero de 2021, antes mencionadas.

3.2.3 Diferencias Diarias Acumuladas

El artículo N° 37 del Decreto N° 1.738/92, reglamentario de la Ley de Gas, prevé en su inciso 5 que las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor. Por su parte, las RBLD establecen en su numeral 9.4.2.5 que la licenciataria deberá llevar contabilidad diaria separada del precio y del valor del gas comprado e incluido en sus ventas reales, y de la diferencia entre este último valor y el del gas incluido en la facturación de tales ventas reales. De tal manera, no se exige que las facturas de suministro hayan sido pagadas, sino que debe tenerse certeza del costo de

adquisición, el que en este caso se materializa con el conocimiento del tipo de cambio al que debían cancelarse las obligaciones con los productores de gas.

El mismo numeral 9.4.2.5, último párrafo, prevé expresamente que, si la diferencia entre el costo del gas adquirido por las Distribuidoras y el valor de dicho gas contenido en las tarifas a los usuarios supera en valor absoluto el 20%, entonces la Sociedad podrá presentar a la Autoridad Regulatoria nuevos cuadros tarifarios para su aprobación.

En abril de 2018 comenzó en Argentina un cambio en las condiciones macroeconómicas que provocó una brusca e imprevista variación en la paridad entre la moneda nacional y la moneda en la que están establecidos los precios de los contratos de gas.

Por el gas entregado en los meses de enero a marzo de 2018, los pagos realizados por la Sociedad se hicieron respetando el tipo de cambio vigente a la fecha de pago de conformidad con lo establecido en los acuerdos de suministro. No obstante, debido a las circunstancias descriptas anteriormente, los pagos a los productores de gas por el gas entregado en los meses siguientes se realizaron al tipo de cambio aplicado al valor del componente del gas incluido en la tarifa aprobado por las Resoluciones del ENARGAS.

El criterio adoptado obedecía, además, a la necesidad de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y el mantenimiento del servicio público de distribución de gas natural por redes y garantizar la continuidad de la prestación del servicio.

De acuerdo a las situaciones macroeconómicas mencionadas anteriormente, con fecha 27 de julio de 2018 la Sociedad envió una nota al ENARGAS con los nuevos cuadros tarifarios solicitando, en cumplimiento de dicha norma establecida en las RBLD, que se aprueben los mismos a fin de ir reconociendo parcialmente la incidencia de los mayores costos de adquisición del gas.

Mediante Nota N0-2018-38938972-APN-SD#ENARGAS del 13 de agosto de 2018, el ENARGAS desestimó la solicitud efectuada alegando que “la Licenciataria no acredita materialmente el efectivo pago del gas al precio que referencia para la determinación de las diferencias entre el precio incluido en tarifa”. De acuerdo con el criterio de la Sociedad, este argumento no encuentra sustento en el marco regulatorio, en tanto el mismo se limita a exigir que el precio sea conocido, lo cual se materializa mediante los acuerdos de abastecimiento suscriptos de conformidad con las Bases y Condiciones y que se encuentran registrados ante el ENARGAS.

El 16 de noviembre de 2018 se publicó el Decreto N° 1.053/2018 que modificó el Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2018, y en virtud de las volatilidades de las variables financieras y del tipo de cambio, estableció que el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las DDA mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período, todo ello de acuerdo con el procedimiento que disponga el ENARGAS. El monto neto resultante se transferiría a cada distribuidora en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. A fin de determinar cada una de las cuotas, se utilizaría la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 (tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a treinta (30) días de plazo, “pizarra”). Una vez percibida cada cuota, las distribuidoras debían realizar de manera inmediata los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados y los informarían y acreditarían mensualmente ante el ENARGAS.

Este régimen resulta aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que adhirieran a este régimen y

renunciaran expresamente a toda acción o reclamo derivado de las DDA referidas en el primer párrafo.

Asimismo, el Decreto N° 1.053/2018 estableció que a partir del 1° de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes debían prever en sus contratos que en ningún caso podía trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Con fecha 12 de febrero de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 72/19 mediante la cual se aprobó la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”. Dicha metodología estableció los criterios que aplicaría el ENARGAS para determinar el traslado a tarifas del precio del gas en el PIST, considerando para ello lo dispuesto por el art. 8 del Decreto N° 1.053/18 y el tipo de cambio que utilizaría para determinar el valor en moneda nacional de aquellos contratos de abastecimiento cuyos precios estén nominados en dólares estadounidenses. Con respecto al cálculo de las DDA, se estableció el procedimiento general bajo el cual se determinará el volumen de compra mensual de gas a reconocer y los costos de adquisición que se considerarán para calcular las mismas, considerando para ello lo dispuesto por el art. 8 del Decreto N° 1.053/18.

Con fecha 21 de marzo de 2019, la Sociedad impugnó la Resolución ENARGAS N° 72/2019 por entender que la misma no se adecua a los principios consagrados en la Ley de Gas. A la fecha de cierre de los presentes estados financieros, dicha impugnación no fue resuelta por el ENARGAS.

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 466/2019 que, en los términos del artículo 7° del Decreto N° 1.053/2018, aprobó la “Metodología para la determinación del monto neto de las Diferencias Diarias Acumuladas referidas en el artículo 7° y concordantes del Decreto N° 1.053/2018”. Asimismo, aprobó el modelo de “Solicitud de Adhesión al Régimen” el cual no admite formulaciones de solicitud de adhesión parciales y/o condicionadas, correspondiendo en tales supuestos su rechazo *in limine*; ni tampoco admite retractaciones formuladas luego de la fecha establecida en la Resolución ENARGAS N° 466/2019.

MetroGAS, así como sus proveedores de gas natural, adhirió en tiempo y forma al Régimen dispuesto por el Decreto N° 1.053/2018.

Mediante Resolución ENARGAS N° 735/2019 se determinaron los montos netos finales de las DDA en los términos del artículo 7° del Decreto N° 1.053/18, considerando las adhesiones al Régimen. Con fecha 5 de diciembre de 2019 la SGE notificó la Resolución SGE N° 780/2019 que aprobó la transferencia de la cuota 1 a MetroGAS por la suma de miles de 152.413 para la transferencia a cada productor de gas, la cual fue realizada en tiempo y forma.

Con fecha 27 de abril de 2020 se publicó en el B.O. la Resolución ENARGAS N° 27 que deroga la Resolución ENARGAS N° 72 que aprobó la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas” que establecía los criterios que aplicaría el ENARGAS para determinar el traslado a tarifas del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”), considerando para ello lo dispuesto por el art. 8 del Decreto N° 1.053/18 y el tipo de cambio que utilizaría para determinar el valor en moneda nacional de aquellos contratos de abastecimiento cuyos precios estén nominados en dólares estadounidenses.

Con fecha 14 de diciembre de 2020, se publicó la Ley N° 27.591 que aprobó el Presupuesto Nacional para el Ejercicio 2021 y en su artículo 91 dejó sin efecto el Decreto N° 1.053/18, a partir de la sanción de la mencionada ley.

En opinión de la Dirección y sus asesores legales, lo dispuesto por el art. 91 de la Ley de Presupuesto N° 27.591 en ningún caso puede afectar derechos amparados por garantías constitucionales (art. 7° Código Civil y Comercial), y los términos en que el Estado Nacional asumió mediante el Decreto N° 1.053/2018 el pago de las DDA entre el valor del gas comprado y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas por variaciones del tipo de cambio correspondientes a volúmenes de gas entregados en ese mismo período, y el alcance que tuvo la adhesión a dicho régimen por parte de los proveedores de gas, son suficientemente claros en el sentido de que comprenden la totalidad de las DDA generadas en dicho período más allá de su forma y oportunidad de pago, y que cualquier obligación que pudiera subsistir en cabeza de las distribuidoras por dicho gas natural, está limitada al pago a los proveedores de gas natural de aquellas sumas que perciban del Estado Nacional en virtud de aquel Decreto.

Por tal razón, la Sociedad ha registrado en sus estados financieros como un pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2020 las DDA asumidas por el Estado, correspondientes al período comprendido entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, cuya exigibilidad y pago a los proveedores de gas, conforme al régimen del Decreto mencionado anteriormente, se encuentra sujeta a la previa percepción del crédito que ha sido registrado como un activo no corriente con el Estado Nacional por el mismo monto y concepto, los que descontados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 ascienden a miles de \$ 6.125.608 y miles de \$ 6.012.197, respectivamente.

3.3 Abastecimiento de Gas Natural

3.3.1 Compra de Gas Natural

El 29 de noviembre de 2017, a instancias del MINEM, MetroGAS suscribió las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “Bases y Condiciones”) junto con el resto de las distribuidoras y un grupo de productores de gas. Estas Bases y Condiciones contenían los lineamientos para la contratación de volúmenes de gas para el abastecimiento de la demanda de las distribuidoras para el período comprendido entre el 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019. En las mismas se estableció: i) los volúmenes que cada productor firmante debe inyectar por cuenca para abastecer a la demanda de las distribuidoras, ii) los volúmenes diarios disponibles por cuenca para cada distribuidora, iii) el precio según la categoría de cliente y por período expresado en u\$/MMBTU, iv) la obligación del productor de entregar o pagar por el 100% del volumen, v) la obligación de las distribuidoras de tomar o pagar por el 100% del volumen, excepto en caso de no contar con demanda y no nominar volúmenes de contratos no comprendidos en las Bases y Condiciones; y vi) el vencimiento de las facturas a los 75 días.

Las Bases y Condiciones establecían expresamente que las distribuidoras tienen en consideración para su suscripción las disposiciones del artículo N° 38 de la Ley de Gas, que prevén el traslado a las tarifas a ser pagadas por los usuarios del servicio de transporte y distribución tanto de los costos de adquisición de gas resultantes de acuerdos o contratos de largo plazo como así también de aquellos asociados a las compras de corto plazo que resultaran necesarias para satisfacer la demanda.

En abril de 2018 comenzó en Argentina un cambio en las condiciones macroeconómicas que provocó una brusca e imprevista variación en la paridad entre la moneda nacional y la moneda en la que están establecidos los precios de los contratos. Por este motivo, los pagos a los productores de gas por el gas entregado en los meses siguientes a partir de abril de 2018 se realizaron al tipo de cambio aplicado al valor del componente del gas incluido en la tarifa aprobado por las Resoluciones del ENARGAS.

Los productores rechazaron dicho criterio de pago por parte de la Sociedad y, en consecuencia, reclamaron formalmente los saldos considerados impagos. El 16 de noviembre de 2018, se publicó

en el B.O., el Decreto N° 1.053/2018 que establece que el Estado Nacional asumirá, con carácter excepcional, el pago de las DDA (ver punto 3.2.3).

En relación al suministro de gas para el año 2019, MetroGAS participó del concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes que se llevó a cabo en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (“MEGSA”) para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego el 14 de febrero de 2019, todo ello de acuerdo con lo dispuesto por la Resolución N° 32/2019 de la SGE.

Como resultado de dicho concurso, se obtuvieron compromisos de abastecimiento anual (hasta el 31 de marzo de 2020) por un volumen de capacidad máxima diaria (“CMD”) de 1.486 millones de m³ los cuales representan el 58% de nuestra demanda anual, cumpliendo con ello con el requisito establecido en el marco regulatorio.

Respecto al suministro de gas para el año 2020, la Secretaría de Energía (“SE”) instruyó a productores y comercializadores de gas a renovar la vigencia de los contratos de suministro de gas de las distribuidoras hasta la fecha de vencimiento del plazo ampliado durante el cual el PEN se encuentra facultado a mantener inalteradas las tarifas de gas natural, esto es diciembre de 2020.

Con fecha 16 de noviembre de 2020, se publicó el Decreto N° 892/2020 que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. En consecuencia, se aprobó el “Plan de promoción de la producción de gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” (el “Plan Gas”).

A la fecha de los presentes estados financieros, MetroGAS suscribió distintos acuerdos de suministro con los productores que resultaron adjudicados en el marco del Plan Gas, de los que merece destacarse que el precio fue nominado en pesos por m³ según el precio en cuadros tarifarios vigente conforme a la definición del Punto 6.28 del Anexo del Decreto N° 892/20, el cual fue definido allí como “el precio del gas en el PIST de conformidad con los cuadros tarifarios para las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras”, razón por la cual se estableció adicionalmente en los contratos que “La obligación de pago del Precio del Comprador será igual al monto de aquella porción del Precio Ofertado que el ESTADO NACIONAL decida incluir en los Cuadros Tarifarios, conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto N° 892/20 y en los Puntos 20 y 33 del Anexo del Decreto N° 892/20”.

Durante el último trimestre del año 2020 se abonó la mayor parte de la deuda por los acuerdos con los productores de gas contraída durante el 2019. Asimismo, en diciembre de 2020 se iniciaron las negociaciones para saldar la deuda con los productores de gas por el gas entregado en los meses de junio, julio y agosto de 2020, habiéndose acordado con el 60% de ellos.

Con fecha 22 de febrero de 2021, la SE convocó, mediante la Resolución N° 129/2021, al Concurso Público Nacional “RONDA #2 CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

3.3.2 Unbundling de gas natural

En línea con los cambios regulatorios que se introdujeron en el sector de gas natural a partir del año 2004 se produjo el proceso denominado informalmente como “unbundling de gas natural” por el cual distintas categorías de usuarios debieron comenzar a adquirir volúmenes de gas natural en el PIST directamente de productores y/o comercializadores de gas natural, quedando limitadas las

distribuidoras zonales a prestar exclusivamente el servicio de transporte y/o distribución de gas natural.

En este escenario, durante el año 2005 y en virtud del Decreto N° 180/2004, MetroGAS constituyó MetroENERGÍA, una sociedad comercializadora a los fines de retener la mayor cantidad posible de clientes y de contar con una herramienta más acorde al nuevo contexto en el que se debía desempeñar la Sociedad.

MetroENERGÍA fue autorizada por el ENARGAS para actuar como empresa comercializadora de gas natural y/o su transporte y se encuentra inscrita como agente MEGSA.

Las acciones llevadas adelante por MetroENERGÍA desde su creación, permitieron continuar reteniendo la mayor parte de los clientes industriales y comerciales oportunamente contemplados dentro del proceso de “unbundling” del área de la Sociedad, con lo cual se logró mantener la participación de estas categorías de clientes en la matriz de ventas de MetroGAS.

Con fecha 1° de abril de 2016, mediante Resolución N° 34/2016, el MINEM dispuso un nuevo régimen aplicable a las estaciones de suministro de GNC estableciendo la obligación respecto de estos usuarios de adquirir el gas natural para su abastecimiento por parte de la distribuidora de su zona o área de distribución de manera de que éstas presten el servicio completo (gas, transporte y distribución). A partir del 1° de mayo de 2017, y en los términos de la Resolución N° 80 – E/2017 del MINEM, se ampliaron las opciones de compra de gas natural por parte de los titulares de estaciones de suministro de GNC pudiendo adquirir el gas natural a través de las distribuidoras (servicio completo – Resolución MEM N° 34/2016) o en forma directa por medio de los productores o comercializadores de gas natural (respetando mix de cuencas y porcentajes de gas retenido asignados a la Distribuidora zonal).

En relación a los usuarios del Servicio General “P”, con fecha 5 de abril de 2019 se publicó la Resolución N° 175/2019 de la SGE que resolvió derogar los artículos 5°, 6° y 7° de la Resolución N° 752/2005 de la (ex) Secretaría de Energía y permitir que los usuarios identificados como Servicio General “P” Grupo III cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural no solamente a través de un productor o comercializador sino también, de la distribuidora zonal, bajo la modalidad de servicio completo, tal como lo establecen los artículos N° 13 y N° 49 de la Ley de Gas. El ENARGAS complementó la Resolución SGE N° 175/2019 mediante las Resoluciones ENARGAS N° 750/2019 y N° 838/2019.

Con fecha 16 de noviembre de 2020, se publicó el Decreto N° 892/2020 que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. En consecuencia, se aprobó el “Plan de promoción de la producción de gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024”.

Mediante el mencionado Decreto, y su normativa complementaria (Resolución N° 447/2020 de la SE) se dispuso la derogación de las Resoluciones N° 80/2017 del MINEM y N° 175/2019 de la (ex) Secretaría de Gobierno de Energía y de los artículos 4°, 5° y 7° de la Resolución N° 34/2016 del MINEM. De tal manera, el abastecimiento relativo a las estaciones de suministro de GNC y los usuarios del Servicio General “P” Grupo III se encuentra a cargo de un productor o comercializador.

3.3.3 Procedimiento para la Administración del Despacho del Comité Ejecutivo de Emergencia

El abastecimiento de gas natural a las distribuidoras operaba bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas previstos en las Resoluciones ENARGAS N° 1.410/2010, N° 3.833/2016 y N° 4.502/2017, que modificaban y complementaban los

procedimientos de administración del despacho de gas natural dispuestos por la Resolución ENARGAS N° 716/1998.

Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que aprueba un texto ordenado que reemplaza la Resolución ENARGAS N° 716/1998 y deroga las Resoluciones ENARGAS N° 1410/2010, N° 3833/2016 y N° 4502/2017.

En relación al período invernal 2018-2021, y de acuerdo con sucesivas prórrogas, resultó aplicable la Resolución ENARGAS N° 59/2018 que aprobó el “Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia”.

3.4 Otros temas regulatorios

3.4.1 Fideicomisos

A la fecha de emisión de estos estados financieros, MetroGAS debe facturar, cobrar y liquidar dos cargos específicos, con diversa afectación, lo cual hace la Sociedad por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A. como fiduciaria de tres contratos de fideicomiso distintos.

El cargo específico I (regulado por el Decreto PEN N° 180/2004 y normas concordantes) y el cargo específico II (regulado por Ley N° 26.095 y normas concordantes) son soportados por todo el universo de usuarios del servicio de gas natural distinto del segmento residencial y están destinados al pago de obras de infraestructura para la ampliación del sistema de transporte de gas natural.

Es importante señalar que ninguno de estos dos cargos específicos facturados y cobrados por MetroGAS se incorpora al patrimonio de la Sociedad. Por el contrario, una vez percibidos, la Sociedad tiene la obligación de depositarlos en las cuentas fiduciarias oportunamente señaladas por el Fiduciario, agotándose la intervención de MetroGAS al respecto.

3.4.2 Embargo Preventivo

Con fecha 14 de octubre de 2020, la Sociedad tomó conocimiento de (i) un embargo preventivo dispuesto en la causa “Pan American Energy S.L. Sucursal Argentina c/ MetroGAS S.A. s/ Medida Precautoria” (Expte. N° 9821/2020) en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 24 Secretaría N° 48 por la suma de 187.419, y (ii) el arbitraje iniciado de manera conjunta por dicho productor y Pan American Sur S.A. ante la Cámara de Comercio Internacional con sede en Montevideo, República Oriental del Uruguay, en virtud de presuntos saldos adeudados por MetroGAS correspondientes al suministro de gas para el mes de junio de 2020 y saldos correspondientes a tarifa social (pendientes de cancelación por el Estado Nacional) por los meses de marzo, abril y mayo de 2020.

MetroGAS apeló la medida cautelar dispuesta y obtuvo la sustitución de la medida ordenada por un seguro de caución ordenándose, en consecuencia, la restitución de los fondos embargados. Asimismo, con fecha 28 de octubre se le notificó a MetroGAS la ampliación del arbitraje en relación al suministro de gas correspondiente al mes de julio de 2020.

En diciembre 2020, MetroGAS celebró un acuerdo de pago con Pan American Energy S.L. Sucursal Argentina (“PAE”) y Pan American Sur S.A. (“PAS”). En los términos del acuerdo, PAE desistió del proceso cautelar iniciado y, conjuntamente con PAS y MetroGAS, se suspendió el arbitraje hasta tanto MetroGAS cancele los importes establecidos en el acuerdo de pago. Previo al desistimiento de la acción judicial, la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial revocó el embargo dispuesto contra MetroGAS.

3.5 Obligaciones y restricciones emergentes de la privatización

3.5.1 Activos de disponibilidad restringida

Una porción sustancial de los activos transferidos por Gas del Estado (“GdE”) han sido definidos en la Licencia como "Activos Esenciales" para la prestación del correspondiente servicio concedido. Por esta razón, la Sociedad está obligada a identificar y conservar los Activos Esenciales, junto con cualquier mejora futura, de acuerdo con ciertas normas definidas en la Licencia.

La Sociedad no debe, por ninguna razón, disponer, gravar, alquilar, subalquilar o dar en préstamo los Activos Esenciales con otros propósitos que no sean los de la prestación del servicio concedido en la Licencia, sin la previa autorización del ENARGAS. Toda extensión o mejora que la Sociedad pueda realizar al sistema de gasoductos, puede ser gravada solamente con el fin de garantizar los créditos con vencimiento a más de un año, tomados para financiar dichas ampliaciones o mejoras.

Al momento de la terminación de la Licencia, MetroGAS debe transferir al Estado Nacional o a un tercero que éste designe todos los Activos Esenciales establecidos en un inventario actualizado a dicha fecha, libres de cargas y gravámenes.

Como regla general, al producirse la expiración de la Licencia, la Sociedad tendrá derecho a cobrar el menor de los siguientes dos montos:

- El valor de las Propiedades, planta y equipo de la Sociedad, determinado sobre la base del precio pagado por Gas Argentino S.A. (“Gas Argentino”), y el costo original de las subsecuentes inversiones llevadas en dólares estadounidenses y ajustadas por el PPI, neto de la depreciación acumulada.
- El importe resultante de una nueva licitación, neto de gastos e impuestos pagados por el participante ganador.

3.5.2 Restricciones sobre distribución de ganancias

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública de su capital social y la correspondiente autorización para cotizar en mercados de valores autorizados en la República Argentina, como mínimo durante el término de quince años contados a partir de los respectivos otorgamientos.

Cualquier reducción voluntaria, rescate o distribución del patrimonio neto de la Sociedad, con excepción del pago de dividendos, requerirá la autorización previa del ENARGAS.

De acuerdo a las disposiciones de la Ley N° 19.550, la Sociedad debe constituir una reserva no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y los resultados acumulados de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% del Capital Social más el saldo de la cuenta Ajuste de capital.

Con fecha 8 de febrero de 2018, MetroGAS instrumentó un préstamo no garantizado que contempla ciertas restricciones en el pago de dividendos. En los términos allí establecidos, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 el importe a pagar en concepto de dividendos no podía superar el 10% del Resultado Neto de ese año, y el 60% en los años subsiguientes hasta el repago del préstamo. Asimismo, los préstamos celebrados durante el año 2020 prevén el compromiso de la Sociedad de no pagar dividendos (ver punto 4).

4. DEUDA FINANCIERA

Con fecha 8 de febrero de 2018, MetroGAS instrumentó un préstamo no garantizado con (i) Industrial and Commercial Bank of China Limited - Dubai Branch e (ii) Itaú Unibanco - New York Branch (“acreedores financieros”), por la suma de millones de U\$S 250 por un plazo de treinta y seis meses y amortizable en nueve cuotas trimestrales a partir de los doce meses desde la fecha de desembolso (el “Préstamo”).

El Préstamo contemplaba (i) un interés de pago trimestral a una tasa determinada por LIBOR más un margen nominal anual de (a) 3% los primeros doce meses; (b) 3,50% desde el mes trece hasta el mes dieciocho; (c) 3,75% desde el mes diecinueve al mes veinticuatro; y (d) 4% desde el mes veinticinco hasta el vencimiento.

Efectivizado el desembolso del Préstamo, la Sociedad destinó los fondos: a) al rescate de la totalidad de las Obligaciones Negociables, b) a la refinanciación de pasivos corrientes; y c) a capital de trabajo.

Con fecha 20 de febrero de 2020, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con el Banco Itaú Argentina S.A. e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. por un monto total de \$ 3.329 millones a ser cancelado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas pagaderas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso del préstamo. El mismo contempla un interés a una tasa nominal anual de BADLAR corregida más 9,85%, pagadero en forma semestral durante el primer año del préstamo y luego de manera mensual.

Estos préstamos celebrados el 20 de febrero de 2020 se destinaron a cancelar la quinta cuota de Préstamo que venció el 27 de febrero de 2020, por un importe de U\$S 27,8 millones.

Dicho financiamiento se encuentra garantizado con una prenda respecto de ciertos derechos de cobro presentes y futuros en favor de los Bancos, de los créditos derivados de la prestación del servicio de distribución de gas natural.

Con fecha 20 de mayo de 2020, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. por un monto total de \$ 947 millones a ser cancelado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas pagaderas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso del préstamo. El mismo contempla un interés a una tasa nominal anual de BADLAR corregida más 9,85%, pagadero en forma semestral durante el primer año del préstamo y luego de manera mensual. En la misma fecha, MetroGAS celebró un contrato de préstamo con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, por un monto total de US\$ 6,9 millones a ser cancelado al año de la fecha de desembolso del préstamo y con un interés a una tasa nominal anual de LIBOR 6M más 7%, pagadero en forma semestral. Asimismo, la Sociedad celebró otro contrato de préstamo con Banco Itaú Argentina S.A., por un monto total de \$ 473,5 millones a ser cancelado al año de la fecha de desembolso y contempla un interés a una tasa nominal anual de BADLAR corregida más 9,85%, pagadero en forma semestral.

Estos préstamos celebrados el 20 de mayo de 2020 se destinaron a cancelar la sexta cuota de Préstamo que venció el 26 de mayo de 2020, por un importe de U\$S 27,8 millones.

Asimismo, en idéntica fecha la Sociedad modificó ciertos términos del Préstamo entonces vigente con Industrial and Commercial Bank of China Limited Dubai Branch e Itaú Unibanco Miami Branch mediante un acuerdo en virtud del cual se discontinuó el sindicato acreedor originalmente conformado por sendos prestamistas, pasando a tratarse de sendas obligaciones de crédito bilaterales entre cada uno de tales bancos y la Sociedad, transformándose así el Préstamo en el denominado Amended & Restated Credit Agreement – ARCA, que a partir de tal fecha es el contrato sucesor del Préstamo y obligación vigente entre las partes contratantes (“ARCA”).

Con fecha 24 de agosto de 2020, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. por un monto total de \$ 1.030 millones a ser

cancelado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas pagaderas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso del préstamo. El mismo contempla un interés a una tasa nominal anual de BADLAR corregida más 9,85%, pagadero en forma semestral durante el primer año del préstamo y luego de manera mensual. Con fecha 25 de agosto de 2020, MetroGAS celebró un contrato de préstamo con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, por un monto total de US\$ 6,9 millones a ser cancelado al año de la fecha de desembolso del préstamo y con un interés a una tasa nominal anual de LIBOR 6M más 7%, pagadero en forma semestral. Asimismo, la Sociedad celebró otro contrato de préstamo con Banco Itaú Argentina S.A., por un monto total de \$ 513,8 millones a ser cancelado al año de la fecha de desembolso y contempla un interés a una tasa nominal anual de BADLAR corregida más 9,85%, pagadero en forma semestral.

Estos préstamos celebrados en agosto de 2020 se destinaron a cancelar la séptima cuota de amortización del ARCA que venció en agosto de 2020, por un importe de U\$S 27,8 millones.

Con fecha 15 de septiembre de 2020, el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) emitió la Comunicación “A” 7.106 estableciendo restricciones en el mercado cambiario. En cumplimiento de dicha comunicación, MetroGAS debía presentar ante el BCRA un plan de refinanciación por sus vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021. Dicho plan debe contemplar que el monto neto, por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales, no puede superar el 40% del monto de capital que vencía y el resto del capital debe ser, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años. Para los vencimientos registrados hasta el 31 de diciembre de 2020, el plan de refinanciación fue presentado ante el BCRA antes del 30 de septiembre de 2020, mientras que para los vencimientos a registrarse a fines de febrero de 2021 el plan fue oportunamente presentado con la debida antelación exigida por la citada Comunicación.

Con fecha 26 de noviembre de 2020, la Sociedad celebró un contrato de préstamo financiero con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) en pesos por una suma de \$ 449,4 millones, a ser amortizado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso, acaeciendo el vencimiento final del préstamo a los cuarenta y ocho meses desde la fecha de desembolso, a una tasa de interés BADLAR corregida más un margen aplicable del 9,85%. Celebró también un contrato de préstamo financiero con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, por US\$ 13,9 millones, a ser amortizado a dos años a una tasa LIBOR 3M más spread incremental de 7% a 8,5%. Asimismo, la Sociedad celebró el diferimiento parcial de la cuota con vencimiento en noviembre 2020 del ARCA, por la suma de US\$ 8,3 millones, a ser amortizado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso, acaeciendo el vencimiento final del préstamo a los cuarenta y ocho meses desde la fecha de desembolso a una tasa LIBOR 3M más spread incremental de 7% a 8,5%.

Asimismo, y en relación con el pago de la última cuota correspondiente al ARCA, en febrero de 2021 la Sociedad celebró unos contratos de préstamo financiero con (i) Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) (“ICBC”) en pesos por una suma de \$ 499,6 millones, a ser amortizado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas a partir del décimo octavo mes contado desde la fecha de desembolso, con vencimiento a los cuarenta y ocho meses desde la fecha de desembolso, a una tasa de interés BADLAR corregida por bancos con devolución LELIQ más un margen aplicable del 9,85%; (ii) Itaú Argentina S.A. en pesos por una suma de \$ 499,6 millones a un año bullet a tasa BADLAR corregida por los bancos con devolución de LELIQ más 9,85%; y (iii) Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, por la suma de US\$ 8,3 millones, a dos años bullet a una tasa LIBOR más spread incremental de 7% a 8,5%. Asimismo, se suscribió un acuerdo de refinanciación parcial por el pago de la cuota correspondiente a Industrial and Commercial Bank of China Limited Dubai (DIFC) por la suma de US\$ 8,3 millones a ser amortizado en once (11) cuotas trimestrales y consecutivas a partir del décimo octavo (18) mes contado desde la fecha de desembolso hasta el vencimiento final del préstamo a los cuarenta y ocho (48) meses a una tasa LIBOR más spread incremental de 7% a 8,5%. Finalmente, se acordó con ICBC la refinanciación

en pesos de aproximadamente el 90% de los vencimientos de intereses de febrero de 2021 y con Itaú Argentina S.A. la refinanciación en pesos equivalente del 100% de los intereses con vencimiento en febrero y de mayo 2021.

De acuerdo con los términos y condiciones de los préstamos contraídos durante 2020 y en febrero 2021, la Sociedad debe cumplir con una serie de compromisos financieros generalmente establecidos en este tipo de transacciones, incluyendo ciertas restricciones, que, entre otras, y en términos generales se enumeran a continuación:

- a) Endeudamiento: el Prestamista no permitirá que la Sociedad, ni permitirá que ninguna de sus Subsidiarias incurra, asuma o garantice endeudamiento, excepto en los casos de endeudamiento por refinanciación para mantener su deuda financiera actual o cuando el endeudamiento no exceda la suma de millones de U\$S 50, entre otros.
- b) Pagos restringidos: la Sociedad no podrá realizar pagos restringidos, considerando entre otros el pago de dividendos.
- c) Indicadores financieros: la Sociedad deberá cumplir con una serie de compromisos financieros generalmente establecidos en este tipo de transacciones, entre ellos indicadores financieros de. (i) Cobertura de intereses (entendido como EBITDA/Intereses) (ii) Deuda/EBITDA y (iii) límite de patrimonio neto de la Sociedad a cada cierre trimestral.

Bajo los términos y condiciones de los acuerdos de préstamos, los indicadores de Cobertura de intereses y de Deuda/EBITDA mencionados no hubieran sido cumplidos al 31 de diciembre de 2020, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de los pasivos financieros.

No obstante ello, con fecha 31 de diciembre de 2020, los acreedores financieros consintieron formalmente dispensar a MetroGAS de su obligación contractual de dar cumplimiento a los indicadores antes mencionados al 31 de diciembre de 2020.

5. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

A continuación se expone la estructura organizativa actual de MetroGAS:



6. GOBIERNO CORPORATIVO

MetroGAS cumple con adecuadas prácticas de gobierno corporativo, respetando los principios de información plena, transparencia, eficiencia, protección del público inversor, trato igualitario entre inversores y protección de la estabilidad de las entidades e intermediarios financieros.

Dentro del ámbito del Directorio de la Sociedad, MetroGAS cuenta con un Comité de Auditoría, compuesto por tres Directores independientes, dando cumplimiento a las disposiciones vigentes.

Asimismo, MetroGAS constituyó un Comité de Remuneraciones y Nominaciones. Entre sus funciones se encuentran (i) proponer, revisar y aprobar la política de compensaciones y beneficios de miembros del Directorio, Director General y Directores de primera línea de la Sociedad, (ii) desarrollar criterios para la selección del Director General y Directores de primera línea, (iii) constatar la existencia de un plan de sucesión del Director General y Directores de primera línea y (iv) asegurar la capacitación y desarrollo de miembros del Directorio, Director General y Directores de primera línea.

Asimismo, durante el corriente ejercicio la Sociedad constituyó un Comité de Riesgos, siendo sus principales funciones las de: (i) supervisar la gestión integral de riesgos, (ii) monitorear los factores de riesgos, analizando los posibles escenarios y recomendar las medidas de ajustes que considere necesarias y (iii) trabajar conjuntamente con el Comité de Auditoría, el Comité de Remuneraciones y Nominaciones, la Gerencia de Auditoría Interna y aquellas áreas de la Sociedad que fuera necesario.

6.1 Autoridades

En la Asamblea de Accionistas y reunión de Directorio de MetroGAS, celebradas el 4 de junio de 2020 se designó al Sr. Alejandro Héctor Fernández como Presidente de la Sociedad, y al Sr. Raúl Angel Rodríguez como Vicepresidente. Los Sres, Alejandro Fernández y Raúl Angel Rodríguez, revisten la condición de no independientes de acuerdo con la normativa establecida por la CNV.

6.2 Toma de Decisiones y Sistema de Control Interno

La Sociedad promueve la delegación de autoridad, permitiendo dar respuestas ágiles y eficientes a las actividades, existiendo a la vez una clara y explícita definición de los alcances de dicha delegación mediante la fijación de límites de aprobación implementados sistematizadamente que minimizan riesgos.

Por otra parte, MetroGAS cuenta con un área de Auditoría Interna cuya misión consiste en asegurar al Directorio, al Comité de Auditoría, al Comité de Dirección y al nivel gerencial de la Sociedad procesos efectivos y eficientes de control interno para identificar y administrar los riesgos del negocio.

La existencia de procesos estandarizados, procedimientos administrativos, comunicaciones fluidas, emisión periódica de informes de control de gestión y evaluaciones de desempeño en el marco de las políticas establecidas por el Comité de Dirección, afianzan el sistema de control interno, proveen la certeza razonable del logro de objetivos, el suministro de información financiera confiable y el cumplimiento de las normas vigentes.

6.3 Modalidades de Remuneración del Directorio y de los Cuadros Gerenciales

La remuneración al Directorio es fijada por la Asamblea Ordinaria de Accionistas.

La remuneración del Director General y de los Directores Ejecutivos que reportan a aquel es fijada por el Comité de Remuneraciones y Nominaciones conformado por los tres miembros independientes del Directorio, con el objetivo de velar por el cumplimiento de las políticas.

Al 31 de diciembre de 2020, la política de remuneraciones del personal ejecutivo consiste en una retribución mensual fija y una retribución variable ligada a la consecución de objetivos fijados anualmente. No existen implementados, como parte de la política de remuneraciones, planes de opciones sobre las acciones de la Sociedad.

6.4 Gestión integral de riesgos

La Sociedad posee una Política de Administración de Riesgos del Negocio alineada a las mejores prácticas de administración de riesgos. Cuenta con un Comité de Administración de Riesgos integrado por los Directores Ejecutivos de la Sociedad y el Director de Auditoría Interna. Este grupo es el responsable último por el monitoreo e implementación de la política de riesgos.

En forma trimestral se informa al Comité de Riesgos (integrado por Directores Titulares de la Sociedad), sobre las acciones llevadas a cabo por los responsables de la gestión de riesgos. En el mes de enero 2021, se designó al Director de Riesgos Integrales, Seguridad y Calidad, siendo el responsable de reportar las novedades al Comité de Riesgos.

6.5 Programa de Integridad y Ética

La Sociedad cuenta con un Oficial de Ética y Cumplimiento responsable del desarrollo, implementación y control del Programa de Integridad y Ética de MetroGAS quien asimismo, proporciona periódicamente información de avance y gestión del Programa al Comité de Dirección y al Comité de Auditoría.

El Programa cuenta con acciones que abordan diferentes ejes, tales como:

- Evaluación y gestión de riesgos de integridad (fraude, ética y corrupción)
- Revisión de políticas y procedimientos
- Aplicación del programa a socios comerciales (contratistas/subcontratistas)
- Comunicación y capacitación
- Promoción y estímulo
- Gestión de líneas de denuncia: Línea Ética (para empleados y proveedores) y Programa Transparencia (para clientes)
- Desarrollo de protocolos de investigación

Este Programa tiene un alcance más amplio que el simple cumplimiento de normas externas e internas y trabaja sobre la cultura y los valores organizacionales; sobre los principios, los procesos de toma de decisiones y el liderazgo de la alta Dirección. Para su elaboración se tomaron en consideración las recomendaciones de las guías internacionales como la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (“OCDE”), los elementos previstos en los artículos N° 22 y N° 23 de la Ley N° 27.401 de Responsabilidad Penal de Personas Jurídicas, vigente desde 2018, junto con el Decreto Reglamentario N° 277/18 y los Lineamientos de Integridad emitidos por la OA en la Resolución N° 27/18.

Durante el 2019 el Programa fue sometido a la revisión de un profesional independiente quien concluyó que el mismo es robusto y adecuado frente a las exigencias de la Ley de Responsabilidad Penal de Personas Jurídicas y los principales estándares comparados.

El Programa es revisado anualmente, bajo un esquema de mejora continua, incorporándose acciones que surgen de la actualización de la evaluación de riesgos de integridad, del análisis causa-raíz de las denuncias gestionadas, de las auditorías y de la evolución de las mejores prácticas en la materia.

7. RESEÑA DE LAS OPERACIONES

7.1. Política Comercial, Planificación Empresarial, Financiera y de Inversiones

A partir del cambio de Gobierno producido en diciembre de 2015, durante el 2016 se dio inicio al proceso de RTI tendiente a la normalización del marco regulatorio y tarifario de la Sociedad que sentó las bases y reglamentaciones para el desarrollo del negocio durante los siguientes 5 años.

Luego de la suscripción del Acuerdo Transitorio 2016, el Acuerdo Transitorio 2017 y del Acta Acuerdo Integral, la Sociedad definió su nueva estrategia hacia el futuro y aspectos tales como la planificación empresarial, la política comercial y el desarrollo del plan de inversiones.

La estrategia corporativa tiene como meta transformar a la Sociedad en el referente de la distribución de gas y líder en la comercialización de productos energéticos, contribuyendo al desarrollo del país y a la calidad de vida de los argentinos poniendo al cliente en el centro de sus acciones.

Cabe remarcar que MetroGAS puso en marcha la nueva estrategia, asumiendo un compromiso profundo con la ética en los negocios y con cada una de las relaciones comerciales, profesionales y comunitarias que estos conllevan.

Asimismo, la Sociedad comprometió un ambicioso PIO para el quinquenio 2017-2021 en las áreas de expansión, seguridad e integridad, confiabilidad, sistemas, operaciones y mantenimiento, en línea con los ingresos previstos de conformidad con la RTI aprobada oportunamente para dicho período.

7.2. Compra y Transporte de Gas

El 29 de noviembre de 2017, a instancias del MINEM, MetroGAS suscribió las Bases y Condiciones junto con el resto de las distribuidoras y un grupo de productores de gas. Estas Bases y Condiciones contienen los lineamientos para la contratación de volúmenes de gas para el abastecimiento de la demanda de las distribuidoras para el período comprendido entre el 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 (ver punto 3.3.1).

En cuanto a los precios que los productores debían facturar por los volúmenes de gas entregados, estos estaban estipulados por cuenca, para cada categoría de cliente y por período, en el anexo III de las Bases y Condiciones.

Por el gas entregado en los meses de enero a marzo de 2018, los pagos realizados por la Sociedad se hicieron respetando el tipo de cambio vigente a la fecha de pago de conformidad con lo establecido en los acuerdos de suministro.

A partir del mes de abril de 2018, el desfasaje producido por la fuerte devaluación del peso argentino respecto del tipo de cambio fijo considerado por el ENARGAS en el tarifario vigente a partir del 1° de abril de 2018, generó un monto significativo de DDA.

Frente a esta situación, que impactó a todas las distribuidoras de gas de la Argentina, el PEN emitió en noviembre de 2018 el Decreto N° 1.053/18 (ver punto 3.2.3).

De acuerdo a lo dispuesto por la Resolución N° 32/2019 de la SGE, MetroGAS participó del concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes que se llevó a cabo en el ámbito del MEGSA para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego el 14 de febrero de 2019.

Como resultado de dicho concurso, se obtuvieron compromisos de abastecimiento anual por un volumen de CMD de 1.486 millones de m³ los cuales representan el 58% de nuestra demanda anual, cumpliendo con ello con el requisito establecido en el marco regulatorio.

Esos compromisos, bajo las pautas establecidas por la Resolución SGE N°32/19, consideran una cláusula de EOP del 70%, lo que implica en el caso de MetroGAS un importante nivel de incertidumbre respecto del aprovisionamiento en el período invernal, al que coadyuva la relación fija establecida en el concurso de 1:2,5 anual escalonado, que no satisface la curva de demanda prioritaria que se presenta en el período invernal en nuestra área de Licencia, cuya relación es más cercana a 1:4,5 veces.

En relación al transporte de gas, en el mes de enero de 2016, MetroGAS hizo uso de la opción de no renovar 4,3 MMm³ de la capacidad de transporte firme contratada con TGS en la ruta de transporte Neuquén GBA que se hizo efectiva a partir del 1° de mayo de 2016.

En agosto de 2017, MetroGAS presentó una Oferta Irrevocable en el Concurso N°1/2017 de TGS, con el objetivo de renovar la capacidad de transporte firme con vencimiento el 30 de abril de 2018. Como resultado del concurso, MetroGAS renovó el 100% de la capacidad ofertada, siendo los nuevos vencimientos entre el 2019 y 2027.

En mayo de 2019, MetroGAS presentó una Oferta Irrevocable en el Concurso N°1/2019 de TGS para renovar 2,0 MMm³ con vencimiento el 30 de abril de 2020 y 3,66 MMm³ con vencimiento el 30 de abril de 2021. Como resultado del concurso, MetroGAS renovó el 100% de la capacidad ofertada, siendo los nuevos vencimientos en 2030 y 2031 respectivamente.

Las tarifas de transporte quedaron congeladas a partir de la vigencia de la Ley de Solidaridad Social, por un plazo de ciento ochenta (180) días, que luego fue extendido por el Decreto N° 543/20 por otros ciento ochenta (180) días, hasta el 17 de diciembre de 2020. Con fecha 16 de diciembre de 2020 el PEN publicó el Decreto N° 1.020/20 mediante el cual se da inicio a la renegociación de la RTI y se mantiene el congelamiento de tarifas por noventa (90) días o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición (ver punto 3.3.1).

Al 31 de diciembre de 2020, y en cumplimiento del Reglamento de Servicio (Resolución ENARGAS N° 4.325/2017), la capacidad de transporte firme contratada hasta el anillo de la zona de servicio de MetroGAS asciende a 19,49 MMm³/día, 16,71 MMm³/día corresponden a transporte firme contratado sobre el Sistema de TGS y 2,78 MMm³/día sobre el Sistema de TGN.

Respecto al suministro de gas para el período abril 2020-diciembre de 2020, la SE instruyó a productores y comercializadores de gas a renovar la vigencia de los contratos de suministro de gas de las distribuidoras hasta la fecha de vencimiento del plazo ampliado durante el cual el PEN se encuentra facultado a mantener inalteradas las tarifas de gas natural, esto es diciembre de 2020.

Con fecha 16 de noviembre de 2020, se publicó el Decreto N° 892/2020 que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. En consecuencia, se aprobó el “Plan de promoción de la producción de gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” (el “Plan Gas”), de los que merece destacarse que el precio fue nominado en pesos por m³ según el precio en cuadros tarifarios vigente conforme a la definición del Punto 6.28 del Anexo del Decreto N° 892/20, el cual fue definido allí como “el precio del gas en el PIST de conformidad con los cuadros tarifarios para las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras”, razón por la cual se estableció adicionalmente en los contratos que “La obligación de pago del Precio del Comprador será igual al monto de aquella porción del Precio Ofertado que el ESTADO NACIONAL decida incluir en los Cuadros Tarifarios, conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto N° 892/20 y en los Puntos 20 y 33 del Anexo del Decreto N° 892/20”.

Durante el último trimestre del año 2020 se abonó la mayor parte de la deuda por los acuerdos con los productores de gas contraída durante el 2019. Asimismo, en diciembre de 2020 se iniciaron las negociaciones para saldar la deuda con los productores de gas por el gas entregado en los meses de junio, julio y agosto de 2020, habiéndose acordado con el 60% de ellos.

Con fecha 22 de febrero de 2021, la SE convocó, mediante la Resolución N° 129/2021, al Concurso Público Nacional “RONDA #2 CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

7.3 Información financiera presentada en moneda homogénea

De acuerdo con lo dispuesto por las normas contables aplicables antes de la adopción de las NIIF, la Sociedad reconoció los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta el 31 de agosto de 1995. A partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2001, se discontinuó la reexpresión de los estados contables, debido a la existencia de un período de estabilidad monetaria.

Desde el 1° de enero de 2002 y hasta el 28 de febrero de 2003, se reconocieron los efectos de la inflación siguiendo el método de reexpresión establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la FACPCE. A partir del 1° de marzo de 2003, y en cumplimiento del Decreto N° 664/03 del PEN, la Sociedad suspendió la reexpresión de sus estados financieros.

En los últimos años, los niveles de inflación en Argentina han sido altos, habiendo acumulado una tasa de inflación en los tres años y al 31 de diciembre de 2018, que ha superado el 100%, sin expectativas de disminuir significativamente en el corto plazo. Asimismo, la presencia de los indicadores cualitativos de alta inflación, previstos en la NIC 29, mostraron evidencias coincidentes. Por lo expuesto, el 29 de septiembre de 2018, la FACPCE emitió la Resolución JG N° 539/18, aprobada por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CPCECABA”) mediante la Resolución CD N° 107/18, indicando, entre otras cuestiones, que la Argentina debía ser considerada una economía inflacionaria en los términos de las normas contables profesionales a partir del 1° de julio de 2018, en consonancia con la visión de organismos internacionales.

A través de la Ley N° 27.468, publicada el 4 de diciembre del 2018 en el B.O., se derogó el Decreto N° 1.269/02 (reglamentado por el Decreto N° 664/03) del PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664 del PEN antes mencionado). Las disposiciones de la mencionada ley entraron en vigencia a partir del 28 de diciembre de 2018, fecha en la cual se publicó la Resolución General N° 777/18 de CNV, la cual estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cierran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, deben presentarse ante ese organismo de control en moneda homogénea.

De acuerdo con la NIC 29, los importes de los estados financieros que no se encuentren expresados en moneda de cierre del período sobre el que se informa, deben reexpresarse aplicando un índice general de precios. A tal efecto, y tal como lo establece la Resolución JG N° 539 de la FACPCE, se han aplicado coeficientes calculados a partir de índices publicados por dicha Federación, resultantes de combinar índices de precios al consumidor nacional publicados por el INDEC a partir del 1° de enero de 2017 y, hacia atrás, IPIM elaborados por dicho Instituto o, en su ausencia, índices de precios al consumidor publicados por la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La variación del índice utilizado para la reexpresión de los presentes estados financieros ha sido del 36,14% en el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y del 53,83% en el ejercicio anterior.

Con fines comparativos, los presentes estados financieros incluyen cifras y otra información correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019, que son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del ejercicio económico actual. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de cierre del presente ejercicio económico, a fin de permitir su comparabilidad y sin que tal reexpresión modifique las decisiones tomadas con base en la información contable correspondiente al ejercicio anterior.

7.4 Clientes y Mercado

Las ventas de la Sociedad se ven altamente influenciadas por la estructura climática imperante en la Argentina. La demanda de gas natural y, en consecuencia, sus ventas son considerablemente más altas durante los meses de invierno (de mayo a septiembre) debido a los volúmenes de gas vendidos y al mix de tarifas que afecta los ingresos por ventas y el margen bruto.

A continuación, se incluye una síntesis de los Estados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales consolidados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

	31.12.2020	31.12.2019
	Miles de \$	
Ingresos ordinarios	49.696.333	82.050.664
Ganancia bruta	10.307.627	19.553.668
(Pérdida) Ganancia operativa	(64.713)	8.840.886
Resultado antes del impuesto a las ganancias e IGMP	(3.444.258)	5.673.575
Resultado neto del ejercicio	(5.400.659)	1.658.680

Tal como se mencionará anteriormente, MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,4 millones de clientes dentro de su área de servicio, de los cuales aproximadamente el 61% se encuentra en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Las ventas a clientes residenciales en 2020 y 2019 representaron el 24,5% y 21,1%, respectivamente, del volumen de ventas y aproximadamente el 59,0% y 47,4% del monto de ventas.

Las ventas con gas de MetroGAS a los clientes residenciales disminuyeron un 24,6%, de 38.886.401 a 29.322.006 durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2020, respectivamente, debido principalmente a la disminución de la tarifa, que quedó en niveles inferiores al ajuste por reexpresión de las ventas registradas al 31 de diciembre de 2019, parcialmente compensado por un aumento en los volúmenes entregados a esta categoría de clientes del 5,7%.

MetroGAS depende, en buena medida, de sus ventas a las centrales eléctricas para mantener un alto factor de utilización de su capacidad de transporte en firme (Factor de Carga), particularmente durante los meses más cálidos, en los que se reduce el consumo de los clientes residenciales. MetroGAS cuenta entre sus clientes a centrales eléctricas que participan del 20% del total térmico instalado en el mercado eléctrico mayorista del país.

Durante 2020 las centrales eléctricas del área representaron el 21,7% de la generación térmica total del sistema. El despacho con gas del parque de generación térmica del área de MetroGAS se redujo en un 8,4% respecto del año 2019, impactada por la salida de servicio imprevista de la

unidad de Central Buenos Aires de Enel Costanera. A nivel país el consumo de gas natural para generación térmica se contrajo un 6,4%.

Las ventas del servicio de transporte y distribución a las centrales eléctricas en 2020 y 2019 representaron el 46,6% y el 49,8% del volumen entregado, respectivamente.

Las ventas de gas y del servicio de transporte y distribución a clientes industriales, comerciales y entidades públicas representaron aproximadamente el 13,7% y 13,9% del volumen de ventas de la Sociedad en los años 2020 y 2019, respectivamente.

Durante el 2020 se renovaron los contratos de suministro con clientes industriales, cuyos vencimientos operaban en ese año. En función de las previsiones realizadas frente al invierno, se continuó con la política desarrollada hasta la fecha incluyendo opciones que permitieran una mayor flexibilidad operativa frente a potenciales inconvenientes de abastecimiento, extendiendo el concepto a la totalidad de los contratos con renovación durante el año.

En línea con las metas fijadas para el año, y pese a los condicionantes externos que afectan la operatoria de la Sociedad, se ha logrado mantener adecuadas relaciones con los grandes clientes industriales, así como en el mercado de las Pequeñas y Medianas Empresas (“PYMES”) y de clientes comerciales. La demanda de gas natural para dichos segmentos de clientes se mantuvo en valores acordes dentro de las condiciones generales del mercado.

El mercado de GNC representó aproximadamente el 4,8% y 6,0% del volumen de ventas de la Sociedad durante los años 2020 y 2019, respectivamente.

Las ventas de MetroENERGÍA durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de 11.374.069 disminuyendo un 59,2% respecto del ejercicio anterior que fueron de 27.843.927, debido principalmente a la disminución de la tarifa, que quedó en niveles inferiores al ajuste por reexpresión de las ventas registradas al 31 de diciembre de 2019 y a una disminución en los volúmenes entregados a esta categoría de clientes del 47,8%.

7.5 Operación del Sistema de Distribución

La RTI involucra un plan de inversiones que abarca tanto la renovación de activos (cañerías, estaciones reguladoras de presión, medidores y vehículos), como así también la expansión del sistema de distribución. Particularmente, disposiciones gubernamentales y regulatorias que incluyeron la suspensión de cualquier aumento tarifario, interrumpieron la continuidad del plan de inversiones. Adicionalmente, la situación extraordinaria de pandemia y su consecuente aislamiento obligatorio impactó sobre las inversiones de mantenimiento preventivo manteniéndose las tareas necesarias para garantizar una operación segura y confiable.

El avance de la inversión correspondiente a la renovación de redes de hierro fundido, durante el año 2020, fue de aproximadamente 56 km de tendido de cañería de polietileno en media presión que reemplaza a la red de hierro fundido en baja presión; y la instalación y conversión de 9059 servicios asociados.

Durante el año 2020 se avanzó con la ejecución de la obra de expansión de red denominada “Segundo Anillo Sur”, iniciada en el 2019. En esta primera etapa se instalaron 21 km de cañería de acero de alta presión y se está en la etapa de finalización de la nueva city gate la cual se estima finalizar en el transcurso del año 2021. Esta obra permitirá dotar de infraestructura de gas en el partido de San Vicente, una zona actualmente no abastecida por el servicio.

Durante el año 2020 se instalaron aproximadamente 3.460 nuevos servicios. Respecto a obras financiadas por terceros, se realizó el control de la construcción de 49 km de tendido de redes de distribución.

Con el objetivo de optimizar la operación del sistema de baja presión de la Sociedad, a través de un control más ágil y estricto de las presiones de suministro, MetroGAS cuenta con el “Telecomando de Perfiladores de Presión en Estaciones Reguladoras”. De esta forma el 63.9% del total de las Estaciones de regulación de presión (“ERP”) del sistema de baja presión de la Sociedad se encuentra con control de presiones por medio de perfiladores telecomandados y se cuenta con 67 puntos extremos de red con telemedición datalogger, 98 ERP con data loggers y 30 ERP con sistema SCADA

También, y dando cumplimiento a la normativa emitida por el ENARGAS para las líneas de transmisión de gas (Parte O NAG 100) se continuó con la reevaluación de las líneas de transmisión, priorizadas de acuerdo al riesgo, lo que involucró una serie de actividades de mantenimiento preventivo como: relevamiento tipo DCVG (Direct Current Voltage Gradient), CIS (Close Interval Survey) y evaluaciones directas de la cañería.

En lo que hace al mantenimiento correctivo del sistema, se han reemplazado 7.936 servicios domiciliarios, entre otras acciones destinadas al mantenimiento de corto plazo del sistema de distribución.

La atención de emergencias registró un volumen anual de aproximadamente 41.951 reclamos, principalmente por escapes de gas, de los cuales alrededor de 4.304 fueron clasificados por la Sociedad como de alta prioridad de tratamiento.

Se han realizado relevamientos en 17.364 km de nuestras redes de baja, media y alta presión, cumpliendo con lo requerido en las normas.

7.6 Inversiones de capital

La Sociedad ha direccionado sus inversiones fundamentalmente al cumplimiento del PIO comprometido. La información detallada de las mismas se halla en el Notas 10 y 12 – Propiedades, planta y equipo y Bienes Intangibles, respectivamente, de los estados financieros consolidados.

En los términos del Acuerdo Transitorio 2017, con fecha 31 de marzo de 2017 se publicó en el B.O., la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 la cual menciona en su Anexo III el Plan de Inversiones Obligatorias que debe realizar MetroGAS dentro del plazo quinquenal 2017-2021. A los fines de esta Resolución se consideran Inversiones Obligatorias las consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento de los sistemas operados, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras del gas natural, con estándares iguales o mayores a los requeridos por la normativa vigente. En caso de que MetroGAS lleve a cabo las inversiones obligatorias a un costo total menor que la suma especificada en la resolución deberá invertir dicha diferencia en obras y/o proyectos contemplados como inversiones no obligatorias o complementarias o en otros que sean aprobados por la autoridad regulatoria dentro del plazo quinquenal 2017-2021. MetroGAS debe presentar anualmente a la autoridad regulatoria un informe detallado de avance de su Plan de Inversiones y la autoridad regulatoria puede aplicar las penalidades en caso de incumplimiento. La Resolución determina el monto que la Sociedad debe desembolsar por las inversiones obligatorias durante cada uno de los cinco años.

Dada la afectación de ingresos producto del diferimiento del ajuste tarifario correspondiente implementado en primer lugar por la Resolución SGE N° 521/2019 y luego extendido por la Resolución SGE N° 751/2019, se dispuso la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a cargo de las distribuidoras.

Con posterioridad a las referidas Resoluciones que difirieron el ajuste tarifario, se pasó a un escenario de congelamiento tarifario a tenor de lo previsto por la Ley N° 27.541 de Solidaridad

Social y Reactivación Productiva y el Decreto PEN N° 1.020/2020, por lo que MetroGAS llevó adelante su Plan de Inversiones mediante la concreción de obras por miles de \$ 3.156.304.

7.7 Atención y Servicios al Cliente

Con motivo de la pandemia por COVID-19 y el establecimiento del período de Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (“ASPO”) a partir del 20 de marzo de 2020, se produjo un incremento del nivel de actividad en los canales de atención no presenciales (Telefónico, Oficina Virtual, Chatbot, E-mail, WhatsApp y Facebook), que se fue acentuando hacia el final del año.

Durante el 2020, en la página web de MetroGAS se registró un incremento del 100% de las sesiones respecto al año anterior (7,5 Millones de sesiones durante el 2020), ingresaron 1,7 millones de llamadas al Call Center, 258 mil clientes fueron atendidos de manera personalizada a través del canal de WhatsApp, 171 mil por Facebook, 170 mil por mail, se resolvieron 50 mil trámites por la Oficina Virtual “Mi Cuenta” y se respondieron 11 mil consultas a través del Chatbot.

A pesar de este contexto y sus implicancias, si bien en algunos momentos puntuales se vio reducida la capacidad de atención de clientes, la misma nunca fue suspendida por cuestiones relacionadas a la pandemia.

Continuando con el proceso de modernización tecnológico, durante el año 2020, se implementó un nuevo sistema comercial y se ampliaron las posibilidades de resolución de trámites a través de distintos canales virtuales:

- Incorporación del trámite de Alta de Servicio, actualización de datos del usuario, solicitud de planes de pago y consultas a través de la Oficina Virtual.
- Se incorporó el proceso de atención a través de Facebook, atendiendo este canal con personal propio.
- Se reforzó la dotación para atención personalizada en los canales de WhatsApp, E-mail y Oficina Virtual.
- Se incorporaron nuevos medios de pago electrónico (e-cheq y depósitos en terminales de autoservicio de Entidades Bancarias).

En ese mismo sentido, en el mes de julio 2020 se implementó la nueva plataforma omnicanal de atención telefónica y digital Genesys. Esta plataforma favorece la polifuncionalidad de los recursos y provee nuevas herramientas de gestión a la vez que se migraron las transacciones telefónicas hacia un sistema de pagos certificado internacionalmente.

Esta modernización se realizó en forma simultánea con una actualización y cambio de numeración de contactos telefónicos de clientes, logrando implementar canales telefónicos digitales de última generación para favorecer la gestión.

Es de destacar también que, en paralelo a la incorporación de nuevas facilidades de cobro a través de la web y la oficina virtual, la Sociedad discontinuó el cobro en efectivo en todas sus oficinas comerciales. Sólo se admite en dichas oficinas el pago con tarjeta de débito y/o crédito, pudiéndose abonar con cualquier medio de pago a través de nuestros medios digitales o en los bancos y/o redes de cobranza externos.

Con el objetivo de mejora continua de la calidad de servicio brindada a nuestros clientes, desarrollamos un manual de calidad de atención para capacitar a todo el personal que participa en alguno de los puntos de contacto con el cliente.

7.8 Recursos Humanos

La dotación consolidada de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 asciende a 1.355 empleados, de los cuales 34 poseen contrato de trabajo de plazo fijo.

Con respecto a las remuneraciones al personal durante el año 2020 la Sociedad otorgó incrementos salariales generales en concordancia con el mercado específico.

Respecto al diseño organizativo, se concretó un análisis del modelo operativo con mejor ajuste a los lineamientos estratégicos y operativos y que, a su vez organiza de manera eficiente los procesos claves y de soporte. Además, se estableció un nuevo modelo de gobierno asegurando la administración de todos los procesos de manera efectiva.

La Sociedad implementó durante el ejercicio los módulos de Empleado Central y Reclutamiento de Success Factors, aplicación que brinda mayor valor agregado a los líderes y a los profesionales de Recursos Humanos y a la vez descentraliza las gestiones transaccionales de carácter administrativo y repetitivo al incorporar la función de autogestión, permitiendo al interesado iniciar y dar seguimiento a sus solicitudes, pudiendo acceder a la información a través de diversos canales virtuales.

Se realizaron capacitaciones en el Centro de Entrenamiento Técnico (“CET”) para personal interno, contratistas, comunidad (bomberos voluntarios, defensa civil, colegios técnicos, ENARGAS, periodistas, etc) y se brindaron cursos a distintas empresas. Asimismo, desarrollamos programas de formación “Instalando Calor Seguro” para escuelas técnicas secundarias. Debido al contexto de pandemia, todas las actividades fueron desarrolladas a través de canales digitales.

Dedicamos 9.255,5 horas a formación técnica para personal interno (8.057,5 hs.), personal de empresas contratistas (261 hs.) y otras personas de la comunidad (937 hs.).

A partir de la encuesta realizada en 2020 sobre clima laboral en pandemia y teletrabajo hicimos especial foco en trabajar en el apoyo a los empleados y sus familias respecto del aislamiento, brindamos herramientas para trabajar con mayor eficiencia en la virtualidad y formamos a líderes para el manejo de sus equipos bajo esta modalidad, trabajando en acciones de mejora especialmente en lo que hace a entornos flexibles de trabajo. Asimismo, convertimos el lugar de trabajo en espacios colaborativos despersonalizando escritorios, realizando una limpieza y orden general de espacios de guardado y apoyando políticas de cuidado del medio ambiente con la generación de menos residuos y reciclado.

Orientados al desarrollo de personas, nos focalizamos esencialmente en capacitar sobre el liderazgo para el manejo de equipos a través de canales virtuales, a colaboradores en el uso de herramientas para el teletrabajo y convertimos todas las actividades en virtuales, generando además mayor cantidad de e-learning. Continuamos con nuestros programas orientados a gestión de talentos y a estudiantes de Ingeniería para fomentar el desarrollo de estas poblaciones que hacen al futuro de la Organización.

En relación a la temática de Diversidad e Inclusión y con el objetivo de comprender la importancia de la temática y reflexionar sobre este tema, realizamos una serie de charlas acompañados por consultoría experta en la materia.

Trabajamos junto con la consultora Ernst & Young en Gestión del Cambio del Proyecto M360, en cuanto a la comunicación, el relevamiento y la actualización de los impactos organizacionales derivados de los cambios generados con su respectivo Plan de Mitigación. Se formaron más de 400 usuarios finales en operación de manera virtual.

En materia de Salud Ocupacional, nuestra gestión estuvo focalizada en la pandemia COVID-19 para asegurar la continuidad de la operación sin casos de contagios entre empleados y la asistencia continua a contagiados fuera del ámbito laboral y/o contactos estrechos. Se profundizaron los controles a empresas contratistas para mitigar el riesgo de responsabilidad solidaria.

Continuamos con el programa de egresos denominado “Plan Puente” para aquellos empleados que se encontraban en condiciones de acceder al beneficio previsional. Dicho plan consiste en el mantenimiento de la prestación médica por un período de tiempo a cargo de la Sociedad y una gratificación extraordinaria por egreso.

7.9 Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Durante el año 2020 la Sociedad trabajó bajo los lineamientos de la Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente enfocados en la mejora continua, alineados con los criterios establecidos por la legislación vigente y las Normas ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.

Durante el presente ejercicio se afrontó un contexto de pandemia por COVID-19 el cual afectó a todas las actividades de la Sociedad.

Debido a dicho contexto se llevó a cabo la adecuación de las tareas de emergencia, instalaciones, y protocolos para continuar con el cumplimiento de las actividades esenciales como servicio público en conjunto y aprobado por el Sindicato de Trabajadores de la Industria del Gas (“STIGAS”).

A su vez se realizaron protocolos y medidas de cuidados de higiene para el personal que desarrolla dichas tareas y se adecuaron recursos y procesos para dar soporte al personal administrativo.

Entre las actividades más importantes realizadas por MetroGAS en materia de Seguridad, Salud ocupacional y Medio Ambiente se pueden mencionar: la implementación del comité de crisis, la elaboración y distribución de protocolos, la entrega de Elementos de Protección Personal a todo el personal propio y contratistas, la instalación de cartelera alusiva al COVID-19 dentro de las instalaciones de la Sociedad, entre otras.

La ART Galeno realizó una visita a cada establecimiento de la Sociedad no encontrándose aspectos a mejorar y verificando la aplicación de los protocolos correspondientes COVID-19.

En forma tanto presencial como virtual se realizaron reuniones con todos los accidentados, tanto en ocasión del trabajo como in itinere, con el fin de poder compartir experiencias de aprendizaje con el objetivo común de realizar acciones preventivas y correctivas para que los mismos no vuelvan a ocurrir.

Si bien durante la pandemia debimos realizar diferentes tareas específicas para dar soporte a otros sectores de la Sociedad, mantuvimos nuestras acciones claves como el Comité Mixto, Contratistas, Programa más verde.

La Sociedad continuó participando en las reuniones del Comité Mixto de Seguridad e Higiene en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, dando cumplimiento a la Ley N° 14.108 y su Decreto Reglamentario N° 801/141.

MetroGAS continuó participando en las reuniones del Comité de contratistas teniendo como temáticas destacables acciones sobre COVID-19, implementación de protocolos de higiene en obras, cumplimiento de procedimientos de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente, seguimiento de desvíos hallados en las diferentes inspecciones de la Gerencia, y tratamiento de la auditoría de certificación de ISO.

En el mes de noviembre el Organismo Certificador IRAM realizó en forma remota la auditoría de mantenimiento del Sistema de Gestión. Como resultado de la mencionada auditoría, MetroGAS obtuvo la certificación de mantenimiento de las normas ISO 14001:2015 y OSHAS 18001:2007, en concordancia con el compromiso que MetroGAS manifiesta en su Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

Teniendo en cuenta las exigencias de la NAG 153 cabe destacar que a lo largo del año y a pesar del contexto mencionado se cumplió con lo requerido por la misma, lo cual incluye las siguientes acciones:

- En el mes de diciembre se realizó el Simulacro Ambiental Anual el cual consistió en plantear un derrame de odorante en la City Gate de Buchanan, con el objetivo de ejercitar y evaluar lo relativo al proceso de comunicaciones internas (en contexto de pandemia), aplicar procedimientos y poner en práctica acciones operativas.
- Se analizaron 93 proyectos de obras por terceros y propias resultando todas obras menores de acuerdo con la Resolución ENARGAS I/910-09 alcanzando con el análisis y la exigencia del cumplimiento del POA (“Procedimientos Operativos Ambientales”).

7.10 Relaciones Institucionales

La Sociedad continuó con su estrategia enfocada en desarrollar la imagen y fortalecer la reputación de MetroGAS en las audiencias institucionales. Para ello, durante 2020 MetroGAS adoptó un rol proactivo, integral y direccionado a sumar valor respecto de los trabajadores, accionistas, clientes, proveedores, organizaciones civiles y gubernamentales que se encuentran vinculadas a la Sociedad. Eso redundó en la confección y puesta en marcha de una agenda propia y en la mejora continua del proceso de comunicación de momentos críticos. Esta agenda no sólo respondió al plan de posicionamiento, sino que, además, estuvo influida por el contexto de pandemia y las acciones se ajustaron a esa situación, en vinculación con los diferentes públicos de interés.

Para mantener un permanente control de la gestión, se realizó nuevamente una encuesta de opinión pública, administrada por una consultora externa, cuyos resultados fueron favorables para MetroGAS. El trabajo revela por qué MetroGAS es un actor importante en la sociedad argentina, aunque vinculado directamente con los vaivenes de la política económica nacional, lo que motiva que la opinión sobre MetroGAS esté atada indefectiblemente al contexto político, quedando el vínculo con la Sociedad sujeto a la coyuntura.

Los indicadores relevados muestran un muy buen desempeño de MetroGAS vinculado a la exposición en los medios. La cantidad de menciones positivas e informativas suman un total de 89%, mientras que las menciones negativas solo del 11%. El valor firme sobre el que se sostiene MetroGAS para su reputación e imagen son “Conducta Corporativa” y “Calidad del Servicio”. La relación con los empleados y el liderazgo también se destacan como puntos positivos en el informe de la consultora.

Durante el 2020, la Sociedad apalancó sus campañas de comunicación (tanto institucionales como masivas) en la continuidad del negocio en el contexto de pandemia. Los mensajes institucionales se dirigieron tanto a audiencias internas como externas. Desde el inicio del año, hicimos un fuerte llamado a la responsabilidad social para concientizar que la pandemia se trata de un problema que requiere la colaboración responsable de cada uno, tomar las recomendaciones de los organismos sanitarios, reforzar la higiene personal y extremar los cuidados para evitar propagar el virus. Las medidas que se fueron adoptando se comunicaron de manera constante, sobre todo aquellas que tenían impacto en los clientes y los colaboradores, sumado a otros públicos de interés.

La comunicación externa se centró en transmitir comunicados en medios masivos para reforzar el mensaje de compromiso de la Sociedad de dar continuidad al servicio y la atención a nuestros

clientes, siempre garantizando su seguridad. Los mensajes fueron reforzados en redes sociales y la página web de MetroGAS.

En cuanto a la comunicación interna, se reforzó la información sobre los cambios en protocolos y procedimientos (teletrabajo, organización de actividades operativas críticas, medidas de seguridad; entre otras).

MetroGAS acompañó con actividades de prensa y posicionamiento con líderes de opinión, referentes políticos, pares de la industria y organizaciones participaciones en eventos en conjunto con empresas y entidades de la industria, desarrollo de material para audiencias institucionales.

Pese al contexto de ASPO primero y DISPO posterior, la Sociedad trabajó para mantener una presencia sostenida en espacios de exposición pública mediante la amplificación de los canales de difusión y las herramientas de vinculación con la prensa. Se desarrolló contenido ad hoc para divulgación de información de servicio sobre prevención de monóxido de carbono, instalaciones internas, trámites, cómo entender la factura, presencia sostenida en notas y entrevistas y gestión de contenidos durante contingencias.

Se realizaron encuentros virtuales con la prensa y entidades agrupadas en las comisiones de usuarios junto al ENARGAS y se fomentó un contacto habitual basado en la confianza y el intercambio informativo.

MetroGAS como referente del sector, participó –tanto como sponsor o como invitado- en eventos con audiencias institucionales que generan valor a la Sociedad por ser referentes positivos de la industria: Coloquio de IDEA, Foro Anual de Fundación Metropolitana, eventos de la industria y espacios especializados.

En cuanto a cámaras y asociaciones, la Sociedad consolidó la presencia en el Coloquio de IDEA, el Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Nos sumamos a la Cámara de Comercio de EEUU en Argentina (“AMCHAM”) y renovamos nuestra participación en la Red de Empresas por la Diversidad de la Universidad Di Tella.

La Sociedad continuó con la participación en la Asociación de Distribuidores de Gas (“ADIGAS”). Esta asociación tuvo un rol proactivo de vinculación institucional y en los medios de comunicación, configurándose como la voz representativa de las empresas distribuidoras de todo el país, en la búsqueda de la unificación del discurso de las empresas del sector frente a las autoridades regulatorias y políticas.

En lo referente a los Asuntos Públicos, MetroGAS intensificó las relaciones con el gobierno nacional, provincial y los municipios a fin de generar comunicación fluida y positiva con las áreas involucradas. En este caso, la Sociedad brindó asistencia técnica y operativa a los municipios que generaron espacios para atención de pacientes COVID-19 positivo (hospitales de campaña).

7.11 Acción Comunitaria

Durante 2020, MetroGAS continuó con el fortalecimiento de su estrategia de Sustentabilidad 2018-2022. A través de acciones concretas, basó su trabajo en los tres ejes de acción que había puesto en marcha: desarrollar, cuidar y compartir. Estos ejes engloban los programas, proyectos e iniciativas que lleva adelante la Sociedad y reflejan el compromiso de trabajo con la comunidad y aseguran la integración entre la estrategia de Sustentabilidad y la visión de negocios de MetroGAS.

En diálogo permanente con nuestros aliados, adecuamos nuestro plan de acciones al contexto COVID-19.

Bajo este esquema, se realizaron las siguientes acciones:

a) Eje Desarrollar

- Programa Instalando Calor Seguro: se adaptó el programa a la modalidad virtual y se realizaron talleres de capacitación destinados a alumnos del último año de escuelas técnicas, dictados por voluntarios corporativos en articulación con la Dirección de Escuelas Técnicas del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“GCABA”) y la Dirección General de Cultura y Educación de la Provincia de Buenos Aires. De esta forma, los alumnos incorporan esas horas de capacitación como prácticas profesionales en sus currículos. Se llegó a más de 1000 alumnos de 27 establecimientos de CABA y de la Provincia de Buenos Aires (“PBA”).
- Programa Calor que cuida: durante los meses de enero y febrero de 2020, junto con el Instituto de la Vivienda de la Ciudad, se realizaron 20 talleres pre y post consorciales para más de 1000 familias pertenecientes al proceso de urbanización de los barrios más vulnerables, lo que les facilita información sobre la gestión para la habilitación del servicio, los beneficios de la tarifa social y recomendaciones para el uso seguro y eficiente del gas natural. Bajo el contexto de pandemia se pasó a la modalidad virtual y los talleres se realizaron en articulación con la Secretaría de Integración de Adultos mayores de GCBA, llegando a más de 400 adultos mayores a través de 13 talleres realizados de manera semanal.

b) Eje Cuidar

- Programa Hogar Cálido Hogar: actividad destinada a niños de 7 a 11 años, de escuelas primarias de la CABA y de la PBA. Se enfoca en la importancia de una correcta instalación de gas, el uso eficiente, la prevención de accidentes por monóxido de carbono y la función del gasista matriculado. Los niños son considerados como los principales agentes de cambio que transmiten este mensaje a sus familias. Se adaptaron los contenidos a la modalidad virtual, y se incorporaron a la plataforma de contenidos del Ministerio de Educación del GCBA donde más de 60 escuelas consultaron y utilizaron los contenidos. También participamos del evento virtual “Viví Sustentabilidad”, donde más de 2300 alumnos de 170 escuelas de diferentes áreas del país accedieron a los contenidos del programa.
- Programa Instalaciones Solidarias: el programa apunta a brindar acceso al servicio de gas natural de red a centros y comedores comunitarios de la zona de distribución de la Sociedad por medio de la realización de una nueva instalación interna de gas o los ajustes necesarios en las instalaciones preexistentes. Durante 2020 se desarrollaron 6 obras para comedores y centros comunitarios impactando sobre más de 1000 familias, y se generó una “alianza Solidaria entre la Sociedad, el Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación, junto al Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo para la identificación de organizaciones sociales destinatarias de esta ayuda.

c) Eje Compartir

- Programa de Voluntariado Corporativo: durante 2020 debido al COVID-19 se suspendieron las actividades presenciales y se priorizó la asistencia a grupos y organizaciones afectados por la situación. Ejemplo de ello es la articulación con el programa “Mayores Cuidados” del GCBA, para brindar apoyo logístico y acompañamiento telefónico a este segmento de población que vive sola; el lanzamiento de la Red Virtual de Apoyo entre voluntarios y otras organizaciones.

- Reporte de Sustentabilidad: dado que nuestro reporte es bianual, se prevé su publicación para mediados del año 2021, informando sobre la gestión de sustentabilidad del período 2019-2020.
- En virtud del contexto, se gestionaron donaciones con el agregado de valor para las personas afectadas por la situación de pandemia. Ej: donación de kits de higiene y alimentos entre otros.

8. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

MetroGAS pagó dividendos regularmente hasta el año 2001. A partir del ejercicio 2002, la Sociedad mantuvo resultados no asignados negativos hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

MetroGAS no cuenta con una política que establezca el monto y pago de dividendos. Cualquier política de dividendos que se adopte está sujeta a varios factores, que incluyen (i) el cumplimiento de nuestros compromisos financieros y regulatorios, (ii) posibles restricciones por parte del ENARGAS o en el marco de contratos de préstamo celebrados con terceros, (iii) inversiones en bienes de capital y planes de inversiones, (iv) otros requerimientos de efectivo y (v) demás factores que puedan considerarse pertinentes en el momento.

9. COMPOSICIÓN DEL CAPITAL SOCIAL

El capital social al 31 de diciembre de 2020 está compuesto por 569.171.208 acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal un peso y de un valor por acción y en clases "A" y "B".

Clases de acciones en circulación	Capital suscrito, inscripto e integrado
Clase "A"	290.277
Clase "B"	278.894
Capital Social al 31 de diciembre de 2020	569.171

Al 31 de diciembre de 2020, la controlante de MetroGAS es YPF S.A. ("YPF") que posee el 70% de las acciones de la Sociedad.

El 28 de diciembre de 2016, MetroGAS recibió del ENARGAS una nota en la cual solicita adaptar la composición accionaria de la Sociedad en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia y en cumplimiento con el artículo N° 34 de la Ley N° 24.076, todo ello en atención a la participación de YPF en MetroGAS. La Sociedad ha presentado un pedido de vista a los efectos de conocer los antecedentes del requerimiento del ENARGAS y, por considerar que lo solicitado atañe principalmente a su accionista mayoritario, le ha dado traslado a los efectos de que adopte las acciones que considere oportunas. Con fecha 6 de abril de 2018, MetroGAS fue notificada que el ENARGAS rechazó la apelación presentada por YPF el 30 de marzo de 2017.

La Asamblea Ordinaria de Accionistas celebrada el 7 de mayo de 2020 dispuso incrementar la reserva para inversiones (artículo 70 3er párrafo – Ley N° 19.550) de acuerdo con el Plan de Inversiones comprometido por MetroGAS por 1.268.144 (cuyo monto reexpresado al 31 de diciembre de 2020 asciende a 1.726.453).

Al 31 de diciembre de 2020 MetroGAS posee el 95% de MetroENERGÍA, siendo el 5% restante de titularidad de YPF.

El Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 30 de junio de 2017 aprobó la valuación de los Activos esenciales por el método de la revaluación con fecha efectiva 1° de abril de 2017.

El rubro ORIA incluido en la sección resultados acumulado del Patrimonio Neto incluye la cuenta Revaluación de Propiedades, planta y equipo, neto del impuesto diferido correspondiente. Dicha cuenta de revaluación de Propiedades, planta y equipo disminuye por el consumo, retiro y disposición de los Activos esenciales, con contrapartida en la cuenta de Resultados no Asignados del Patrimonio Neto, sin afectar el Estado de Pérdidas y Ganancias y Otro Resultado Integral del período o ejercicio.

Cuando el saldo neto de los ORIA al cierre de un ejercicio o período sea positivo, éste no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la sociedad frente a los artículos N° 31, N° 32 y N° 206 de la Ley General de Sociedades N° 19.550, u otras normas legales o reglamentarias complementarias en las que se haga referencia a límites o relaciones con el capital y las reservas, que no tengan un tratamiento particular expreso en Normas de la CNV. Cuando el saldo neto de estos resultados al cierre de un ejercicio o período sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados no asignados por el mismo importe.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad ha consumido el saldo de la cuenta Revaluación de Propiedades, planta y equipo incluida en el rubro Otros Resultados Integrales del Patrimonio Neto (ver Nota 5.1 a los estados financieros consolidados).

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad registraba un patrimonio neto positivo de 14.398.445.

10. DESTINO DE LOS RESULTADOS

El Directorio de la Sociedad propone aprobar como honorarios al Directorio y Síndicos la cifra de miles de \$ 22.347 (cuyo monto reexpresado asciende a miles de \$ 26.224), que fueron imputados al resultado del ejercicio 2020.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad propone que la Asamblea de Accionistas mantenga en Resultados Acumulados la pérdida neta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, atribuible a los propietarios de la controladora, que ascendió a miles de \$ 5.272.333.

Al 31 de diciembre de 2020, el total del patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora ascendía a miles de \$ 14.383.161.

11. AGRADECIMIENTO

El Directorio desea expresar su profundo agradecimiento a todos los empleados de la Sociedad quienes brindaron su colaboración en la tarea diaria, así como a los clientes, proveedores y acreedores por el apoyo prestado y la confianza depositada en MetroGAS.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2 de marzo de 2021.

Alejandro Héctor Fernández
Presidente

C