PROSPECTO DE ACTUALIZACIÓN, AMPLIACIÓN DEL MONTO Y PRÓRROGA DEL PLAZO

NATURGY BAN S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA $5.000.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente es el prospecto (el "Prospecto") correspondiente al Programa de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) por un monto máximo de capital en circulación de hasta $5.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas) (el "Programa") de Naturgy BAN, S.A. (indistintamente, la "Sociedad", "Naturgy" o la "Emisora"), originalmente creado en el año 2005, según se describe más adelante, y cuya primera prórroga fuera resuelta por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad el 14 de abril de 2010, segunda prórroga fuera resuelta por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad el 16 de abril de 2015 y tercera prórroga fuera resuelta por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad el 23 de abril de 2020, mientras que el aumento del monto del monto máximo del Programa de $500.000.000 a $2.000.000.000 y de $2.000.000.000 a $5.000.000.000 fue resuelto por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad celebradas el 23 de abril de 2018 y 23 de abril de 2020, respectivamente, en el marco del cual la Sociedad podrá, conforme con la Ley 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la "Ley de Obligaciones Negociables") y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no (las "Obligaciones Negociables").

Las Obligaciones Negociables constituyen "obligaciones negociables" bajo la Ley de Obligaciones Negociables, dan derecho a los beneficios dispuestos en la misma, están sujetas a los requisitos de procedimiento allí establecidos y serán colocadas a través de oferta pública en la República Argentina ("Argentina") de conformidad con los requisitos previstos en la Ley N° 26.831 y sus modificatorias (la "Ley de Mercado de Capitales"), el Decreto N° 471/2018 y las normas de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") establecidas en la Resolución General de la CNV N° 622/2013, y sus modificatorias y complementarias (las "Normas de la CNV").

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases (cada una, una "Clase") con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una "Serie") con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

El presente Prospecto prórroga por cinco años el plazo del Programa y aumenta en $3.000.000.000 el monto máximo del Programa y actualiza, con información correspondiente a los estados contables anuales al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y a los estados contables intermedios por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y 2019, y reemplaza en todos sus términos al prospecto de la Emisora de fecha 10 de junio de 2019, cuya versión resumida se publicó en la misma fecha en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA") a través del Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA"), en ejercicio de las facultades delegadas por el BYMA a la BCBA en virtud de la Resolución Nº 18.629 de la CNV, en el Boletín Electrónico del Mercado Abierto Electrónico S.A. (el "MAE") y en el micro sitio web de licitaciones del sistema "SIOPEL" del MAE, en el sitio web de la CNV, www.cnv.gov.ar en el ítem: "Empresas (entidades con oferta pública)" (la "AIF") y en el sitio web institucional de la Emisora.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos de precio correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno de ellos, un "Suplemento"). Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que

permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los Suplementos correspondientes.

LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE SE OFRECEN POR EL PRESENTE OTORGAN ACCIÓN EJECUTIVA A SUS TENEDORES PARA RECLAMAR EL CAPITAL E INTERESES A SU VENCIMIENTO.

La Sociedad ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el mismo, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "*Factores de Riesgo*" del presente Prospecto y el resto de la información contenida en el presente Prospecto.

El Directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma (para un detalle de los accionistas directos e indirectos véase "*Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico – Accionistas Principales*" del Prospecto), no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas. (Artículo 13, Título XI, Normas de la CNV). Para más información, véase "*Información Adicional – Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo*" del Prospecto.

Oferta pública autorizada por Resoluciones del Directorio de la CNV Nº 15.140, de fecha 11 de agosto de 2005, Nº 16.425, de fecha 30 de septiembre de 2010 y Nº 17.866 de fecha 30 de octubre de 2015 y Disposiciones de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2019-46-APNGE#CNV, de fecha 3 de junio de 2019 y N° DI-2020-47-APN-GE#CNV, de fecha 21 de octubre de 2020. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

La fecha de este Prospecto es 4 de noviembre de 2020

NOTIFICACIÓN A LOS POTENCIALES INVERSORES

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en el Suplemento correspondiente (complementados, en su caso, por los avisos y las actualizaciones correspondientes).

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Sociedad, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. Este Prospecto, junto con el Suplemento correspondiente a cada Clase y/o Serie, constituyen los documentos a través de los cuales se realiza la oferta pública de las Obligaciones Negociables. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Este Prospecto y cualquier Suplemento no deberán ser considerados como una recomendación por parte de la Emisora, del organizador o de cualquiera de los eventuales colocadores para que un potencial inversor adquiera Obligaciones Negociables. El presente Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a efectuar ofertas de compra de valores negociables que no sean aquellos específicamente ofrecidos por el Prospecto y/o el Suplemento.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables ha sido autorizada exclusivamente en la Argentina. El presente Prospecto y el Suplemento correspondiente están destinados exclusivamente a la oferta pública de las Obligaciones Negociables en la Argentina, y no constituyen una oferta de venta ni una invitación a efectuar ofertas de compra de Obligaciones Negociables en cualquier otra jurisdicción en la cual dicha oferta fuera ilícita. La distribución del presente Prospecto y de cualquier Suplemento y la oferta, venta y entrega de Obligaciones Negociables puede estar legalmente restringida. Toda persona que posea el presente Prospecto y/o cualquier Suplemento deberá informarse acerca de dichas restricciones y cumplirlas. Si la Emisora decidiera ofrecer o colocar Obligaciones Negociables fuera de la Argentina, se utilizarán, sujeto a la ley aplicable, prospectos sustancialmente similares al presente redactados en otro idioma, aunque en la Argentina prevalecerá la versión en español del presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos de América y modificatorias (la "Ley de 1933") ni bajo ninguna ley de títulos valores de ningún estado de los Estados Unidos de América y, por lo tanto, no podrán ser ofrecidas o vendidas o entregadas, en forma directa o indirecta, dentro de los Estados Unidos ni a favor o en beneficio o por cuenta de cualquier "persona de los Estados Unidos de América" (según se la define en la Regla 902 bajo la Ley de 1933), excepto que tales actos se efectúen en virtud de una exención a la Ley de 1933.

No se ha autorizado a ninguna persona (incluyendo, sin limitación a cualquier organizador, agente colocador y/u otra persona que puede designa la Emisora) a brindar información y/o efectuar declaración alguna que no sean las contenidas y/o incorporadas por referencia en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes, y, si las mismas fueren dadas o efectuadas, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores que pudiera designar la Emisora.

Ni el Prospecto ni los Suplementos respectivos constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país no considerado "cooperador a los fines de la transparencia fiscal", o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país no considerado "cooperador a los fines de la transparencia fiscal". Se consideran países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos que suscriban con el Gobierno de la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio, siempre que se cumplimente el efectivo intercambio de información. La Administracion Federal de Ingresos Publicos ("AFIP"), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, establecerá los supuestos que se considerarán para determinar si existe o no intercambio efectivo de información y las condiciones necesarias para el inicio de las negociaciones tendientes a la suscripción de los acuerdos y convenios aludidos. El público inversor deberá cumplir con todas las normas

vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los organizadores ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

Los Agentes Colocadores podrán requerir a quienes deseen suscribir y a los tenedores de las Obligaciones Negociables, información relacionada con el cumplimiento del régimen de "Prevención del Lavado de Dinero y de Otras Actividades Ilícitas" conforme lo dispuesto por la Ley 25.246, sus modificaciones y reglamentaciones, o por disposiciones o requerimientos de la Unidad de la Información Financiera. Adicionalmente, la Sociedad podrá no dar curso a las suscripciones cuando quien desee suscribir las Obligaciones Negociables no proporcione, a satisfacción de los Agentes Colocadores, la información solicitada. Para mayor información, se aconseja la lectura de la sección "*Información Adicional* – Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo" del presente Prospecto.

Ni la entrega de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, en ninguna circunstancia, significará que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

Los colocadores de las Obligaciones Negociables, una vez que estas ingresen en la negociación secundaria, podrán participar de operaciones para estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables u otras operaciones similares, de acuerdo con la ley aplicable, pero no estarán obligados a ello. Estas operaciones pueden incluir ofertas o compras con el objeto de estabilizar, fijar o mantener el precio de las Obligaciones Negociables. Si los colocadores crean una posición en descubierto en las Obligaciones Negociables (es decir, si vende un valor nominal total mayor de Obligaciones Negociables que lo establecido en el Suplemento correspondiente), los colocadores podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de Obligaciones Negociables en el mercado abierto. En general, la compra de Obligaciones Negociables con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las Obligaciones Negociables por sobre el que se fijaría en ausencia de tales compras. Todas las actividades de estabilización deberán ser efectuadas de acuerdo con siguiente condiciones establecidas en el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV: a) El prospecto correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones; b) Las operaciones podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión: c) Las operaciones no podrán extenderse más allá de los primeros treinta (30) días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria del valor negociable en el mercado; d) Podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien los valores negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública; e) Ninguna operación de estabilización que se realice en el período autorizado podrá efectuarse a precios superiores a aquellos a los que se haya negociado el valor en cuestión en los Mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución; y f) Los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

En caso que la Sociedad se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

Se solicitará la autorización para que las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie sean listadas y negociadas en BYMA, MAE o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes sean aceptadas. El Suplemento aplicable a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables especificará si las Obligaciones Negociables de esa Clase y/o Serie serán listadas y negociadas en BYMA, MAE, o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el Prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos y Suplementos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos y Suplementos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Podremos ofrecer las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa directamente o a través de uno o más colocadores que oportunamente elijamos, quienes podrán comprar nuestras Obligaciones Negociables, en nombre propio, para su venta a inversores y a otros compradores a diversos precios relacionados con los precios prevalecientes en el mercado, según determine dicho colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Asimismo, podremos acordar con uno o varios colocadores que podrán emplear sus esfuerzos razonables para colocar nuestras Obligaciones Negociables en nuestra representación según fuera especificado en el respectivo Suplemento. Tales colocadores estarán indicados en el Suplemento correspondiente. Nos reservamos el derecho de revocar, cancelar o modificar cualquier oferta de Obligaciones Negociables contemplada en este Prospecto o en cualquier Suplemento sin más trámite. Véase "*De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución*" del presente Prospecto. Este Prospecto solamente podrá ser utilizado a los fines para los que se publica.

A los fines de este Prospecto, "Argentina" significa la República Argentina, "Pesos" o "$" significa la moneda de curso legal en la Argentina, "Estados Unidos" significa los Estados Unidos de América y "Dólares" o "US$" significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos.

Diversos montos y porcentajes incluidos en el presente Prospecto han sido redondeados y, en consecuencia, su sumatoria puede no coincidir debido a dicha circunstancia.

Este Prospecto contiene ciertas manifestaciones sobre el futuro, las cuales pueden estar identificadas con palabras tales como "cree", "proyecta", "debería", "estima", "futuro" o expresiones similares. Estas manifestaciones sobre el futuro importan riesgos e incertidumbres que podrían afectar significativamente los resultados esperados. La gestión de una Sociedad requiere que la dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas de la Sociedad. Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados reales futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que la dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno. Los riesgos e incertidumbres incluyen, sin limitación: (a) incertidumbres relacionadas con las condiciones políticas y económicas en Argentina; (b) riesgo inflacionario y cambiario en Argentina; y (c) cambios en el marco regulatorio en el que opera la Sociedad. Naturgy no asume obligación alguna de revisar periódicamente las manifestaciones sobre el futuro contenidas en este Prospecto ni de actualizarlas de forma de reflejar hechos o circunstancias ocurridas con posterioridad a la fecha del presente Prospecto.

En el presente Prospecto se incluye información y/o declaraciones extraídas por la Sociedad de diversas fuentes públicas que se indican en cada caso. Sin perjuicio que la Sociedad no tiene motivo para considerar que dicha información y/o declaraciones son incorrectas en cualquier aspecto significativo, ni la Sociedad ni los organizadores ni los Agentes Colocadores en relación con las Obligaciones Negociables ha verificado independientemente si tal información y/o declaraciones son correctas, y no asumen responsabilidad alguna respecto de dicha información y/o declaraciones.De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y el Decreto Nº 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir valores negociables al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables. Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa revestirán el carácter de "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" según la Ley de Obligaciones Negociables y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las Obligaciones Negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a las Normas de la CNV.

Inicialmente, la creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea de Accionistas de la Sociedad del 30 de junio de 2005 y los términos y condiciones particulares del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron

aprobados en la reunión de Directorio de la Sociedad de la misma fecha. Conforme con facultades delegadas en la asamblea y en la reunión de Directorio mencionadas, ciertos funcionarios de la Sociedad aprobaron los términos y condiciones definitivos del Programa y de las Obligaciones Negociables el 11 de agosto de 2005. Por su parte, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 14 de abril de 2010 aprobó la prórroga por cinco años del plazo de vencimiento del Programa y la delegación en el Directorio de la Sociedad para subdelegar facultades, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad del 16 de abril de 2015 aprobó una nueva prórroga por cinco años del plazo de vencimiento del Programa y la delegación por dos años en el Directorio de la Sociedad para subdelegar facultades. El aumento del monto del monto máximo del Programa de $500.000.000 a $2.000.000.000 junto con una nueva delegación de facultades en el Directorio de la Sociedad por dos años fue resuelto por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad el 23 de abril de 2018. A través de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad del 23 de abril de 2020 aprobó una nueva prórroga por cinco años del plazo de vencimiento del Programa, el aumento del monto del Programa de $2.000.000.000 a $5.000.000.000, la delegación de facultades por cinco años en el Directorio de la Sociedad y la facultad del Directorio de la Sociedad para subdelegar dichas facultades. El Directorio de la Sociedad en su reunión del 7 de agosto de 2020 resolvió aprobar la actualización del prospecto del Programa, la prórroga por cinco años del plazo de vencimiento del Programa, el aumento del monto del Programa de $2.000.000.000 a $5.000.000.000 y la subdelegación de las facultades delegadas en el Directorio de la Sociedad a ciertos funcionarios de la Sociedad.

En consecuencia, este Prospecto constituye una actualización integral del prospecto original del Programa de fecha 11 de agosto de 2005, que fuera actualizado con fechas 23 junio de 2006, 30 de junio de 2008, 27 de noviembre de 2009, 6 de octubre de 2010, el 5 de noviembre de 2015 y el 10 de junio de 2019.

ÍNDICE

Página

NOTIFICACIÓN A LOS POTENCIALES INVERSORES 3
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA 8
FACTORES DE RIESGO 51
POLÍTICAS DE LA EMISORA 86
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN 91
ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DE LA EMISORA Y SU GRUPO ECONÓMICO 101
ANTECEDENTES FINANCIEROS 107
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN 137
INFORMACIÓN ADICIONAL 151

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia y Desarrollo de la Emisora

Con anterioridad a su privatización, Gas del Estado era titular y operadora de prácticamente todas las instalaciones de transporte y distribución de gas natural de la Argentina. Por medio de sus gasoductos de transporte en alta presión de aproximadamente 10.590 km. de largo, Gas del Estado transportaba gas desde cuencas productoras ubicadas principalmente en las regiones del oeste, noroeste y sur de Argentina hasta las áreas de distribución a efectos de su despacho a los clientes.

Gas del Estado se privatizó conforme a la Ley N° 24.076, sancionada en junio de 1992. La Ley N° 24.076 estableció una nueva estructura para la industria del transporte y distribución de gas natural en la Argentina. Las funciones integradas de Gas del Estado de compra, procesamiento, transporte, distribución y venta de gas pasaron a ser desempeñadas por 10 entidades, 2 compañías de transporte y 8 de distribución, cada una con su licencia y regulada de acuerdo al nuevo marco regulatorio de la industria. El Estado Nacional completó con éxito la privatización de Gas del Estado en diciembre de 1992, transfiriendo la mayoría de las acciones de todas las compañías de distribución y transporte de gas natural creadas a este efecto, a las respectivas sociedades controlantes constituidas por el consorcio que las compró.

El Estado Nacional promulgó detallados procedimientos de licitación aplicables a la privatización de Gas del Estado mediante la venta de los paquetes mayoritarios de acciones de las referidas sociedades licenciatarias. Dichos procedimientos estaban descriptos en un cuerpo de normas licitatorias específicas denominadas Pliego de Bases y Condiciones (el "Pliego"). El Pliego para la venta de Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte requería que el grupo licitante de una empresa distribuidora de gas incluyera entre sus miembros a un operador técnico con experiencia en la operación de distribuidoras de gas de 500.000 clientes residenciales como mínimo. El operador técnico debía celebrar un contrato de asistencia técnica con la Sociedad bajo el cual debía proveer, entre otras cosas, cierta asistencia técnica a Naturgy.

El adjudicatario de la participación del 70%, de la denominada Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte, S.A. fue el consorcio presentado por Naturgy (el "Consorcio") formado por Gas Natural International Ltd. y una subsidiaria totalmente controlada de Gas Natural SDG, S.A., una empresa española, Discogas S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Manra S.A., ambas sociedades argentinas. Los miembros del Consorcio constituyeron Invergas S.A. (“Invergas”) a fin de que sea titular directo de la participación del 70% en Naturgy.

El Pliego exigía que cada oferta estuviera compuesta por un monto específico en dólares (pagadero parcialmente en efectivo y parcialmente en títulos de deuda pública internos y externos de la Argentina) más un monto fijo de US$33 millones a ser pagado en efectivo a Gas del Estado el 28 de diciembre de 1992 (la "Fecha de Toma de Posesión") representativo de determinados pasivos de Gas del Estado frente al Estado Nacional. El Consorcio resultó adjudicatario con una oferta de US$155,6 millones más el monto obligatorio de US$33 millones. Como consecuencia de ello, el precio de la oferta correspondiente a la participación mayoritaria del 70% en Naturgy alcanzó la suma de US$188,6 millones.

El Contrato de Transferencia, celebrado el 28 de diciembre de 1992 entre el Gobierno Nacional, Gas del Estado, Naturgy y el Consorcio (el "Contrato de Transferencia") estableció la transferencia a Naturgy de los activos de Gas del Estado relacionados con el sistema de distribución ubicados dentro del área de servicio de Naturgy, que comprende 30 partidos de la zona norte y oeste del denominado “Gran Buenos Aires”.

La Emisora

La Sociedad se denomina NATURGY BAN, S.A., CUIT N° 30-65786411-7, fue constituida y opera bajo las leyes de la Argentina y es una sociedad anónima en los términos de la Sección V de la Ley 19.550 (la “Ley de Sociedades Comerciales”). Fue inscripta en la Inspección General de Justicia (la “IGJ”) el 1° de diciembre de 1992 bajo el N° 11.673 del L° 112, T° A de Sociedades por Acciones. Su plazo de duración es de 99 años contados a partir de la inscripción de la Sociedad en la IGJ (conforme el art. 3 de los Estatutos Sociales).

La sede social de Naturgy se encuentra en la calle Isabel la Católica 939 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1268ACS). Los teléfonos de su sede social son (54-11) 4309-2800, su fax (54-11) 4309-2800, su dirección de correo electrónico es relacionesconelmercado@naturgy.com.ar y su página de internet es www.naturgy.com

Desde su constitución, la Sociedad no registra eventos tales como reorganizaciones societarias significativas, fusiones o consolidaciones, adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de sus negocios, ni cambios importantes en la forma de conducir los negocios o en el tipo de productos producidos o servicios prestados. Naturgy tampoco ha estado inmersa en un proceso concursal, bajo administración judicial o sujeta a un procedimiento similar. Tampoco ha estado en cesación de pagos.

En cuanto a su denominación social, originalmente la Sociedad se denominó Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A., la cual fue modificada por Gas Natural BAN, S.A. por decisión de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 1992, modificación que fue inscripta en la IGJ el 15 de enero de 1993 bajo el N° 382 del L° 112, T° A de Sociedades por Acciones. Con fecha 13 de septiembre de 2018, el Directorio de la Sociedad resolvió convocar a Asamblea General y Extraordinaria de Accionistas a celebrarse el 24 de octubre de 2018 en la sede social de la Sociedad para tratar, entre otros puntos del orden del día, el cambio de denominación social de Gas Natural BAN S.A: a Naturgy BAN S.A. y la modificación del artículo 1° del estatuto social. El 6 de diciembre de 2018 dicho cambio de denominación social fue inscripto en la Inspección General de Justicia.

Las acciones de Naturgy no han estado sujetas a procesos de adquisición de control por oferta pública o cualquier otra forma por parte de terceros. La Sociedad no ha intentado adquirir el control de otras compañías mediante oferta pública o cualquier otra forma.

Descripción del negocio

El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector gasífero de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Sociedad. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector gasífero. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por la actual Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo (la "SE") que vino a reemplazar a la ex Secretaría de Gobierno de Energía, dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda (la ex "SGE") (wwwargentina.gob.ar/produccion/energia), el Ente Nacional Regulador del GAS (el "ENARGAS") (www.energas.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este documento.

Antecedentes históricos

Durante la segunda parte del siglo XX los activos y la operación del sector gasífero en materia de transporte y distribución, estuvieron en manos de Gas del Estado S.E. En 1992 el sector fue reformado, produciéndose la privatización de Gas del Estado y organizándose la actividad gasífera en un segmento desregulado (producción, captación y tratamiento, regido por la Ley N°17.319) y dos segmentos regulados (transporte y distribución, servicio público nacional regido por la Ley N° 24.076). Así, por intermedio de la sanción de la Ley N° 24.076Ley N° 24.076 y los decretos relacionados, se dispuso la privatización de la empresa pública Gas del Estado, la transferencia de sustancialmente todos los activos de Gas del Estado S.E. a dos compañías de transporte y a ocho compañías de distribución, entre otras disposiciones. El Gobierno Nacional implementó un proceso de licitación pública internacional con respecto del paquete accionario mayoritario de estas diez nuevas compañías y vendió participaciones mayoritarias a consorcios de oferentes privados, conservando en algunos casos un porcentaje de titularidad.

Estructura actual de la industria gasífera

La producción, captación y tratamiento de gas natural está regulada por la Ley N° 17.319 (incluyendo las modificaciones introducidas por las Leyes N° 26.197, N° 27.007 y 27.444, y por el Decreto 27/2018) y su reglamentación en lo que se refiere tanto al acceso al recurso natural, como a sus condiciones de explotación y comercialización. El Poder Ejecutivo Nacional puede restringir las exportaciones de gas natural con el fin de que los volúmenes objeto de exportación sean comercializados en Argentina a los efectos de satisfacer la demanda doméstica, cuando exista una situación de desabastecimiento del consumo doméstico (Ley N° 17.319). Ello es concordante con lo previsto por la Ley N° 24.076 Ley N° 24.076(Art. 3°) y Ley N° 17.319 (Art. 6°). Los principales productores de gas natural del país, después de YPF, son Total Austral S.A., Pan American Energy LLC, Petrobras Argentina, Pampa Energia S.A., Pluspetrol S.A. y Tecpetrol S.A., entre otros.

Por su parte, el transporte de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076Ley N° 24.076. Este consiste en un servicio público nacional cuyos prestadores cuentan con una licencia otorgada por el Poder

Ejecutivo de la Nación. El transportista es responsable del transporte de gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores. Existen dos Licenciatarias de transporte de gas natural. Estas son: (i) Transportadora de Gas del Sur S.A. (operadora de los gasoductos troncales denominados Gasoducto NeuBa I, Gasoducto NeuBa II, Gasoducto San Martín y Gasoducto Cordillerano), dedicada al trasporte de gas en las provincias del centro y del sur del país, por un lado; y (ii) Transportadora de Gas del Norte S.A. (operadora de los gasoductos troncales denominados Gasoducto Norte y Gasoducto Centro Oeste), dedicada al transporte de gas en las provincias del centro y norte del país, por otro. Las empresas de transporte están reguladas por el ENARGAS y deben proporcionar el servicio de transporte a los clientes de acuerdo con los términos de sus respectivas licencias, la Ley N° 24.076y otras reglamentaciones.

Al igual que el transporte, la distribución de gas natural es un servicio público nacional, cuyos prestadores deben poseer una licencia otorgada por el Poder Ejecutivo de la Nación en el marco de la Ley N° 24.076. El distribuidor es el prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. Hay nueve Licenciatarias de distribución de gas natural, en diferentes zonas geográficas de la Argentina, entre las cuales se destaca Naturgy. Estas nueve empresas distribuidoras proveen sus servicios a clientes residenciales, comerciales e industriales, subdistribuidoras, estaciones de GNC y grandes usuarios. Las áreas de distribución que cuentan con subdistribución deben estar expresamente autorizadas por el ENARGAS. Es que la Ley N° 24.076previó un sistema de monopolio natural, en el que se otorgaron a las distribuidoras licencias de exclusividad en una determinada área geográfica. Esta exclusividad garantiza que cada compañía distribuidora sea la única operadora de los bienes que adquirieron en la privatización de Gas del Estado SE en una determinada región. Sin embargo, a fin de aumentar la competencia en el sector y permitir a más usuarios adquirir su propio gas, la Ley N° 24.076 creó la figura del comercializador, quien actúa como intermediario para la compraventa de gas. En este sentido, el derecho de distribución exclusivo para una determinada área geográfica no asegura exclusividad en la venta de gas, ya que, en ciertas circunstancias, los usuarios pueden o se ven obligados a adquirir gas directamente del productor o de intermediarios. No obstante, si el gas adquirido por terceros a los productores o intermediarios es suministrado a través de la red de las distribuidoras, el costo de dicho gas es el mismo que si las distribuidoras lo hubieran vendido al usuario.

Marco regulatorio de la actividad

El marco regulatorio básico aplicable a las actividad de Naturgy está establecido en la Ley N° 24.076, promulgada en junio de 1992, y reglamentada por los Decretos Reglamentarios N° 1738/92 (que aprobó la Reglamentación de la Ley N° 24.076), Decreto N° 2255/92 (que aprobó las Reglas Básicas de las Licencias del servicio público de transporte y distribución de gas natural) , Decreto N° 1186/93 (que aprobó la Reglamentación del artículo 83 de la Ley N° 24.076), Decreto N° 2731/93 (que aprobó la Reglamentación del artículo 83 de la Ley N° 24.076, derogando los artículos 1 y 2 de la Adenda I del Decreto 1886), Decreto N° 692/95 (que reemplazó el artículo 3 de la Reglamentación de los artículos 65 a 70 de la Ley N° 24.076), Decreto N° 951/95 (que reemplazó los artículos 1, 2, 3, 4 y 5 del artículo 3 de la Reglamentación de la Ley N° 24.076) y Decreto N° 1020/95 (que estableció una metodología operativa para las Licenciatarias de Distribución de Gas, tratando de crear alternativas para el desarrollo del Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN), según define el Decreto N° 2731 del 29 de diciembre de 1993), las regulaciones dictadas por el ENARGAS, y la documentación relacionada con la privatización de Gas del Estado, que incluye el pliego de bases y condiciones para la licitación pública de las acciones de las Compañías, el contrato de transferencia del paquete accionario de las acciones de las Compañías, y las licencia de distribución de gas otorgada a la Sociedad. Dichas disposiciones se encuentran hoy afectadas por las Leyes de Emergencia sancionadas en los años 2001 (Ley N° 25.561) y 2019 (Ley Nº 27.541, modificado por Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 543/20), por el Acta Acuerdo suscripta en el año 2006 y ratificada por el Decreto 385/06, por la Resolución ENARGAS N° 4354/17, y por los Decretos de Necesidad y Urgencia Nº 311/2020, modificado por Decretos de Necesidad y Urgencia Nº543/2020, entre otras.

La Ley N° 24.076 tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas natural. A fin de alcanzar dichos

objetivos la Ley N° 24.076establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución.

Además, la Ley N° 24.076prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en un sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren, y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras. Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición.

A partir de la Ley de Emergencia Nº 25.561, también conforman el marco regulatorio de la actividad los Decretos Nº180 y 181/2004 y todas las restantes normas dictadas a su amparo.

Las modificaciones introducidas por la Ley Nº 26.361 a la Ley de Defensa del Consumidor (Ley N°24.240), también tornan directamente aplicables sus disposiciones respecto de los servicios que presta la Sociedad.

En diciembre del 2019, mediante la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva ("Ley de Emergencia Nº 27.541"), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*".

En ese contexto, el Congreso facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador del Gas por el término de un (1) año, a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal, y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la ley 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 (artículo 5°).El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales. A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543/20 se amplió el plazo establecido para la consecución de los objetivos establecidos en el artículo 5º de la Ley N° 27.541 por un plazo adicional de 180 días a partir del vencimiento del plazo original.

Ente Nacional Regulador del Gas

La Ley N° 24.076 también creó al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), como un ente autárquico en el ámbito de la por entonces Secretaría de Energía, y le otorgó como funciones principales las de: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los términos de la habilitación; (b) dictar los reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de esta ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores de interrupción y reconexión de los suministros, de escape de gas, de acceso a inmuebles de terceros, calidad del gas y odorización; (c) dictar reglamentos con el fin de asegurar que los transportistas y distribuidores establezcan planes y procedimientos para el mantenimiento en buenas condiciones de los bienes afectados al servicio durante el período de las respectivas habilitaciones y que proporcionen al ente informes periódicos que permitan determinar el grado de cumplimiento de dichos planes y procedimientos; (d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores y dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles; y (e) aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos, entre otras tantas. Además, la Ley N° 24.076 le confirió al ENARGAS facultades jurisdiccionales, por lo que todo eventual conflicto entre sujetos de la Ley N° 24.076 deberá someterse a la jurisdicción

previa obligatoria del ENARGAS (sujeto a futura revisión judicial). Las decisiones que adopte el ENARGAS son apelables por vía judicial ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

El ENARGAS tiene su propio presupuesto que forma parte del presupuesto nacional que es aprobado por el Congreso. El ENARGAS se financia con los fondos provenientes de los aranceles anuales por control e inspección que abonan, entre otras, las empresas de distribución y transporte, los comercializadores y proveedores de instalaciones de almacenamiento y de las multas y sumas percibidas como consecuencia de la aplicación de las reglamentaciones. El ENARGAS determina anualmente el arancel para cada empresa, tomando en cuenta el ingreso bruto de la industria regulada y la parte proporcional correspondiente a la empresa en cuestión.

A través del Decreto Nº 844/16, el Poder Ejecutivo Nacional instruyó al ex MEyM a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del Directorio del ENARGAS, y a través del Decreto Nº 594/17 el Poder Ejecutivo Nacional dispuso el cese de la intervención del ENARGAS y designó al Vicepresidente y Vocales Primero, Segundo y Tercero del Directorio del ENARGAS. El 29 de enero de 2018, el Poder Ejecutivo de la Nación, por intermedio del Decreto Nº 83/2018, designó al Presidente del ENARGAS.

Luego, en ejercicio de las facultades delegadas por la ley 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 278/2020 (BO 17/3/20), por intermedio del cual, se suspendió las funciones de los miembros designados del Directorio del ENARGAS en sus cargos, sin goce de sueldo, y se intervino el ENARGAS designando en calidad de interventor al Lic. Federico Bernal. Allí se dispuso que el Interventor del ENARGAS, entre otras cosas, debería realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalué los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética. En el caso de detectar alguna anomalía, el Interventor deberá informar al Poder Ejecutivo de la Nación los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante y deberá aportar la totalidad de la información, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponder. También se instruyó alInterventor a iniciar un procedimiento de revisión de los concursos públicos de las designaciones de autoridades que se sustanciaron con el objeto de cubrir el directorio del ENARGAS, en un plazo de ciento ochenta (180) días, y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, a iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 54 y subsiguientes de la Ley N° 24.076.

Principales disposiciones de la Licencia

La Sociedad cuenta específicamente con una licencia de distribución de gas natural otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N°2460/1992 en donde se establecieron los derechos y obligaciones recíprocos que hacen al funcionamiento del servicio público de distribución de gas natural, en atención a los requerimientos de calidad y seguridad que, en el corto y mediano plazo, debe signar el funcionamiento del mismo.

Adicionalmente, también forma parte de esta Licencia: (i) las Reglas Básicas de la Licencia del Servicio de Distribución, aprobadas por el Decreto N°2255/92, que contienen los derechos y obligaciones fundamentales de la Sociedad y del Poder Ejecutivo Nacional; (ii) el Reglamento del Servicio (RDS), que –contiene las principales normas que rigen la relación de la Sociedad con los usuarios Distribución cuyo texto ordenado fue aprobado por la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 y modificada por las Resoluciones ENARGAS N° I-4325/17, N° RESFC-2019-223-APNDIRECTORIO#ENARGAS, RESFC-2019-203-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y RESFC-2019-275- APN-DIRECTORIO# ENARGAS. Las Reglas Básicas de la Licencia del Servicio de Distribución,no pueden ser modificadas sin el consentimiento de la Sociedad. El ENARGAS puede modificar las condiciones del servicio establecidas en la Licencia, siempre que se ajusten en forma correspondiente las tarifas que la Sociedad puede cobrar por sus servicios, a fin de compensar el impacto económico de la modificación de las condiciones del servicio.

Plazo de la Licencia

La Licencia autoriza a Naturgy a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo inicial de 35 años. La Ley N° 24.076 dispone que Naturgy podrá solicitar al ENARGAS, una vez transcurrido el plazo inicial de 35 años, una prórroga de la Licencia por un período adicional de 10 años. El ENARGAS debe, en ese momento, evaluar el desempeño de la Sociedad y efectuar una recomendación al Poder Ejecutivo Nacional. Naturgy tendrá derecho a que se le otorgue la prórroga de diez años de su

Licencia a menos que no hubiera sido objeto de evaluación satisfactoria en su desempeño por parte del ENARGAS.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según corresponda, la Ley N° 24.076 exige que se lleve a cabo una nueva licitación para la Licencia, en la cual Naturgy tendrá la opción, si ha cumplido con todas las obligaciones descriptas anteriormente, a igualar la mejor oferta presentada al Estado Nacional por un tercero. El Estado Nacional no ha dictado las reglamentaciones relativas a los procedimientos a seguir en una licitación o con respecto a la retribución a la Sociedad, una vez vencido el plazo de la Licencia.

En efecto, la Licenciataria cuenta con las siguientes opciones: i) Establecer como su oferta en la Nueva Licitación un precio igual y no menor al Valor de Tasación (el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas); ii) Ante la alternativa que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación, a la Licenciataria le asiste el derecho de continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), sin realizar pago alguno; iii) Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., le asiste a la Licenciataria el derecho de igualar la misma y continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), previo pago de la diferencia entre ambos valores; iv) Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., y la Licenciataria no ejerza el derecho de igualar la misma, el período licenciado finaliza y tiene derecho a recibir como compensación por la transferencia de los activos esenciales a la nueva Licenciataria, el valor de tasación definido en el punto i. Si, habiendo vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Licenciataria hubiera decidido no participar en la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los siguientes dos valores: (i) el valor libros de los activos esenciales; y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación.

De acuerdo con lo expuesto precedentemente se concluye que la Licenciataria tiene derecho a: (i) optar por prorrogar la Licencia; (ii) participar en la Nueva Licitación; y (iii) igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación (“firstrefusal”).

Exclusividad

La Ley N° 24.076 establece que únicamente las personas jurídicas de derecho privado licenciadas pueden dedicarse a la actividad de distribución de gas. Una licencia confiere el derecho exclusivo de distribución de gas natural dentro de un área geográfica específica, si bien las subdistribuidoras preexistentes o aquéllas que puedan crearse con la aprobación del ENARGAS pueden también distribuir gas.

El derecho exclusivo de distribución de gas en un área geográfica no incluye el derecho exclusivo de venta del gas dentro del área. Bajo ciertas circunstancias, algunos consumidores pueden comprar gas directamente de los productores o comercializadores. No obstante, si el gas comprado a terceros se despacha a través del sistema de distribución de Gas Natural, el mismo margen resulta aplicable, tanto si la empresa de distribución suministra a su propio consumidor, como si el consumidor se abastece de un tercero.

En el marco de la emergencia pública dispuesta por la Ley de Emergencia Nº 25.561, la entonces Secretaría de Energía, por intermedio del dictado de la Resolución Nº 752/2005, en sus Artículos 5º y 6º, había prohibido que las distribuidoras de gas puedan comprar gas para abastecer el consumo de los clientes del Servicio General P con consumos anuales mayores a 180.000 m^3, Servicio General G, GNC y Grandes Usuarios.Sin embargo, luego, por intermedio de la Resolución Nº 80-E/17 del ex Ministerio de Energía y Minería, en materia de GNC, se derogó la prohibición de compra a las Distribuidoras y, a partir de esta norma, las estaciones de carga comenzaron a poder optar por contratar servicio completo con las Distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores. Finalmente, a través del dictado de la Resolución Nº 175/2019 de la entonces Secretaía de Gobierno de Energía derogó totalmente los artículos 5º, 6º y 7º de la Resolución Nº 752/2005 de la entonces Secretaría de Energía, permitiendo así que los usuarios identificados en el marco de la Resolución SE N° 752/2005 como Servicio General P Grupo III cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural tanto a través de un comercializador o productor, como a través de la propia prestadora del servicio de distribución de gas por redes. Allí se encomendó al ENARGAS a emitir la normativa complementaria para hacer efectiva la aplicación de lo dispuesto en esta Resolución. A tal efecto, el ENARGAS dictó la Resolución Nº 750/2019, que fue rectificada por el ENARGAS en su Resolución Nº 838/2019, donde se dispuso que los usuarios del Servicio General P incluidos en los Artículos 5°, 6° y 8º de la Resolución Nº 752/05 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión

Pública y Servicios, podrán optar libremente por contratar el abastecimiento de gas a un comercializador o productor o requerir servicio completo a la prestadora zonal del servicio de distribución de gas por redes.

Obligaciones de Naturgy

Naturgy ha asumido diversas obligaciones bajo la Ley N° 24.076, entre ellas, la obligación de cumplir con todos los pedidos de servicio razonables dentro de su área de servicio. Un pedido de servicio no se considera razonable si fuera antieconómico para una empresa de distribución que deba asumir el mayor servicio solicitado. Naturgy también está obligada a operar y mantener sus instalaciones en condiciones de seguridad, lo cual puede requerir ciertas inversiones para su reemplazo o mejora, conforme se establece en la Licencia.

La Licencia establece otras obligaciones de Naturgy, que incluyen la obligación de brindar servicios de distribución, mantener un servicio continuo, operar en forma prudente, mantener la red de distribución, realizar las Inversiones Obligatorias establecidas en la misma Licencia (las cuales han sido efectuadas en su totalidad), llevar determinados registros y presentar informes periódicos al ENARGAS.

Durante el plazo de la Licencia, Naturgy está sujeta a determinadas restricciones financieras, como por ejemplo la imposibilidad de asumir deudas de Invergas o de otorgar un derecho real de garantía sobre sus activos a favor de los acreedores de Invergas. Durante los primeros cinco años de la Licencia, Naturgy no pudo reducir en forma voluntaria su capital, ni distribuir activos de otro modo que no sea a través de la declaración, pago y distribución de dividendos de conformidad con las leyes argentinas. Luego de transcurridos los primeros cinco años de la Licencia, es posible realizar reducciones de capital y las distribuciones restringidas, de acuerdo a lo indicado precedentemente, únicamente con el previo consentimiento del ENARGAS.

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 24.076, el ENARGAS puede establecer varios mecanismos de suministro de información a fin de supervisar las actividades de las empresas de distribución y transporte de gas natural y de controlar el cumplimiento de las obligaciones impuestas por las normas vigentes, incluso información específica que deberán suministrar en sus estados financieros. El ENARGAS estableció el alcance de dicha obligación de información en la Resolución Nº 1976/2000, modificada por la Resolución ENARGAS 48/2018, por la cual la Sociedad deberá suministrar al ENARGAS, entre otras cosas, copias firmadas de los estados financieros anuales y trimestrales y sus notas, dentro de un período determinado a partir del cierre de cada ejercicio, con una descripción de las inversiones realizadas. Asimismo, las entidades sujetas a la obligación de informar, como lo es la Sociedad, también debe notificar al ENARGAS toda modificación de su estructura accionaria o de la estructura accionaria de sus controlantes, así como también suministrar documentación relativa a la evolución de impuestos, convenios colectivos de trabajo y seguros. Esta obligación de información también comprende la notificación al ENARGAS de los cambios en los activos esenciales, seguros y actividades financieras, incluidas las resoluciones de las asambleas que aprueben la oferta de títulos, la autorización para realizar oferta pública y la documentación relacionada presentada a la Comisión Nacional de Valores.La Sociedad debe prestar el servicio público de distribución de gas dentro de su área geográfica en los términos expresados en el marco regulatorio de su actividad. En particular, conforme surge del punto 4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, la Sociedad, además de asegurar el acceso a la red de distribución de gas que opera en forma abierta e indiscriminada, debe: (i) recibir, transportar y vender el Gas cuya Distribución le sea encomendada, con el debido cuidado y diligencia y sin demoras, salvo las excepciones, condiciones y regulaciones específicas permitidas por la normativa aplicable; (ii) operar la Red de Distribución y prestar el Servicio Licenciado en forma regular y continua salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor o situaciones que cuenten con la conformidad del ENARGAS y sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de suspender la prestación del servicio a los clientes en mora de acuerdo con lo previsto en el Reglamento del Servicio; (iii) proveer lo necesario para mantener en operación permanente instalaciones adecuadas e idóneas para la distribución de gas, y en condiciones tales que no constituyan peligro para la seguridad de las personas y bienes de sus empleados, usuarios y del público en general; (iv) establecer sistemas de control y medición adecuados, pronosticar y planificar adecuadamente la reparación y el mantenimiento de la red de distribución; (v) regir sus relaciones con los transportistas, los clientes y los demás distribuidores de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Servicio y los Contratos de Servicio; (vi) cumplir con las normas sobre seguridad en el trabajo y demás disposiciones de la legislación laboral aplicable a su personal, y mantener a éste debidamente asegurado contra accidentes de trabajo; (vii) cumplir debidamente con los contratos de servicio así como con las obligaciones que establece el Art. 88° de la Ley de Gas; (viii) abstenerse de abandonar total o parcialmente los Activos Esenciales, o de prestar el servicio, sin autorización previa del ENARGAS, salvo, en lo que respecta a Activos Esenciales determinados, cuando

ello ocurra en el curso normal de la actividad, no se afecte adversamente la prestación del Servicio Licenciado ni la seguridad pública y se mantenga adecuadamente informada al ENARGAS; y (ix) establecer servicios permanentes de recepción de denuncias de escapes de gas; informar públicamente acerca de la existencia de dichos servicios y atender prontamente las denuncias razonablemente circunstanciadas que al respecto reciba, entre otras cuestiones.

A su vez, Naturgy debe dar cumplimiento al nuevo "Plan de Inversiones" establecido en el Anexo III de la Resolución 4354/2017 del ENARGAS., por intermedio del cual se aprobó la Revisión Tarifaria Integral del quinquenio 2017-2021.

Obligaciones del Poder Ejecutivo de la Nación en su calidad de otorgante de la Licencia

El Poder Ejecutivo de la Nación, en su calidad de otorgante de la Licencia, entre otras cuestiones, está obligado a (i) permitir a la Sociedad a percibir las Tarifas estipuladas en el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, en un todo de acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 24.076; (ii) facilitar, por intermedio de los órganos competentes, la prestación por la Sociedad del servicio licenciado, apoyando asimismo las gestiones que fueren necesarias ante las autoridades provinciales y municipales para que faciliten en sus respectivos territorios dicha prestación y la efectividad del uso y ocupación del dominio público que por la Licencia se han concedido a la Sociedad; y (iii) regular la actividad de la Sociedad en forma tal de asegurarle un tratamiento no injustamente discriminatorio con los demás Distribuidores actuales o futuros.

Expansión

Las expansiones mayores de las instalaciones de distribución de gas que califiquen como obras de magnitud, deben contar con la previa aprobación del ENARGAS. Conforme a la Ley N° 24.076, el distribuidor gozará de los derechos necesarios para realizar las expansiones aprobadas y brindar el servicio licenciado. Cuando un consumidor solicita una expansión de las instalaciones de distribución, pero, a juicio del distribuidor, esto resulta antieconómico, podrá requerírsele al consumidor el pago de un aporte para solventar los costos de la expansión. El ENARGAS es el organismo encargado de resolver las controversias relacionadas con la viabilidad económica de las expansiones.

El 22 de julio de 1993, el ENARGAS dictó la Resolución N° 10/93 que regulaba los casos en los cuales las expansiones requieren la aprobación previa del ENARGAS, ya sea a causa de su magnitud o debido a que el distribuidor requiere que los consumidores o terceros efectúen aportes. Esta resolución fue complementada por Resolución ENARGAS N° 44/94 para obras de no magnitud.

La Resolución ENARGAS N° I 910/09 derogó la anterior Resoluciones 10/93 y la 44/1994 correspondiente a obras de no magnitud y establece que la autorización previa del ENARGAS se requiere exclusivamente para las nuevas obras calificadas como de magnitud –que tienen un mayor dimensionamiento físico- y los casos singulares que contempla la norma. Bajo la normativa aplicable se exige que los distribuidores demuestren que los aportes de consumidores o terceros destinados a expansiones son necesarios para que las mismas sean económicamente viables.

A través de la Resolución ENARGAS N° 630/2019, luego prorrogada por la Resolución ENARGAS N° 710/2019, el ENARGAS convocó a todos los sujetos de la Ley N° 24.076 y los terceros interesados a expresar sus observaciones y/o sugerencias respecto de las modificaciones a la Resolución ENARGAS N.º I-910/2009. Al respecto, la Sociedad ha efectuado su posición al respecto a los fines del resguardo de sus intereses. A la fecha de la emisión del presente prospecto, aún no fue modificado el marco instituido por la Resolución ENARGAS N° I 910/09.

Servidumbres

La Licencia autoriza a Naturgy a ocupar bienes de dominio público sin cargo para la prestación del servicio licenciado, o en el caso de que las autoridades provinciales o municipales requieran el pago de un cargo, Naturgy puede aplicar un recargo sobre las tarifas correspondientes para cubrir sus costos adicionales con la aprobación previa del ENARGAS. La Licencia también confiere a Naturgy el derecho de exigir la constitución de servidumbres sobre propiedades privadas que resulten necesarias para la prestación del servicio licenciado, sujeto al pago de una indemnización a sus propietarios. El Estado Nacional está obligado a transferir a Naturgy los derechos sobre las servidumbres vigentes en el área de servicio de Naturgy. El Estado Nacional debe formalizar dicha transferencia a su cargo o, a opción de Naturgy, ésta puede asumir dicha responsabilidad y agregar un recargo en las tarifas para cubrir los costos que ello demande.

Régimen de los Activos Afectados al Servicio

En los términos de la Licencia, los activos esenciales constituyen los activos tangibles indispensables para prestar el servicio licenciado, transferidos o a ser transferidos a Naturgy por Gas del Estado de acuerdo con el Contrato de Transferencia, conjuntamente con la ampliaciones, agregados, mejoras, reemplazos, renovaciones y sustituciones hechas a los mencionados activos durante el término de la Licencia (los "Activos Esenciales").

Naturgy debe efectuar todas las mejoras y obras adicionales a los Activos Esenciales, así como repararlos y mantenerlos en buenas condiciones de operación, en tanto ello resulte necesario para prestar el servicio licenciado, incluyendo la reposición de los activos que hayan cumplido su vida útil, o que se destruyan. Quedan a cargo de Naturgy todas las reparaciones, sean ordinarias o extraordinarias, cualquiera sea la causa que las haga necesarias.

La Licencia establece, asimismo, que Naturgy deberá mantener adecuadamente asegurados los Activos Esenciales contra los riesgos que sean asegurados comúnmente por operadores que obren con prudencia en la industria, siendo las pólizas aprobadas por el ENARGAS. Se producirá una aprobación tácita si presentada una póliza por medio fehaciente ante la autoridad regulatoria, ésta no la observara dentro de los 90 días desde la presentación, siendo válida la aprobación tácita para plazos no mayores a un año de duración. Las indemnizaciones por siniestros ocurridos, deberán aplicarse a la reparación o reconstrucción del bien siniestrado.

La Licencia establece la prohibición de disponer por cualquier título de los Activos Esenciales, gravarlos, arrendarlos, subarrendarlos o darlos en comodato, ni afectarlos a destinos distintos de la prestación del servicio licenciado, sin la previa autorización del ENARGAS. No obstante ello, para garantizar créditos a más de 1 año de plazo tomados para financiar ampliaciones o mejoras en la prestación del servicio, la Sociedad podrá gravar los bienes que hubiese financiado e incorporado a la red de distribución con posterioridad a la toma de posesión.

Naturgy podrá disponer libremente de los bienes que no sean reconocidos como Activos Esenciales, con la única limitación constituida por la obligación de operar en forma eficiente, continua y regular el servicio licenciado. La venta, cesión o transferencia, por cualquier título, de los Activos Esenciales, o la constitución de gravámenes sobre los mismos, requiere la previa autorización de la Autoridad Regulatoria (RBLD).

Una vez finalizada la Licencia, Naturgy estará obligada a transferir al Poder Ejecutivo Nacional -en su carácter de otorgante de la misma-, o a quién éste indique, los Activos Esenciales que figuren en el inventario -confeccionado con posterioridad a la toma de posesión por parte de Naturgy - actualizado a la fecha de dicha finalización, libres de toda deuda o gravamen.

A través de la Resolución ENARGAS 48/2018 se aprobó el protocolo de Activos Esenciales y se instruyó a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas a: (i) presentar anualmente el detalle de altas y bajas de activos esenciales; (ii) presentar el inventario de activos esencialesal 31/12/2017, disponiendo que los siguientes inventarios de activos esenciles debían ser presentados cada cinco (5) años.

Indemnidad

La Sociedad es responsable frente al Poder Ejecutivo Nacional otorgante de la Licencia, y deberá mantenerlo indemne por todo reclamo de terceros por daños y perjuicios ocasionados por o con los Activos Esenciales o la operación de los mismos.

Inaplicabilidad de Controles de Precios

La Licencia dispone expresamente que no se aplicarán al régimen de tarifas de la Licenciataria congelamientos, administraciones y/o controles de precios. No obstante, si se obligara a la Sociedad a adecuarse a un régimen de control de precios que estableciere un nivel menor al que resulte del régimen tarifario adecuado, la Sociedad tendrá derecho a una compensación equivalente pagadera por el Poder Ejecutivo Nacional otorgante de la Licencia.

Modificación de la licencia

La licencia no puede modificarse sin el consentimiento de la Sociedad. Sin embargo, el ENARGAS puede modificar los términos del servicio establecidos en los anexos de una licencia, siempre que lo notifique a la Sociedad. Si alguna modificación tuviera un efecto económico sobre la Sociedad, el

ENARGAS podría modificar las tarifas de la Sociedad a fin de compensar este efecto, o bien la Sociedad podría solicitar un cambio en las tarifas aplicables.

Terminación de la Licencia por incumplimiento del otorgante de la Licencia

La Sociedad tiene derecho, en el caso de incumplimientos graves y reiterados por parte del Poder Ejecutivo Nacional de sus obligaciones, que hayan sido judicialmente determinados y que alteren en forma sustancial y permanente el régimen básico de la tarifa, previa intimación otorgando un plazo de ciento ochenta (180) días al otorgante de la Licencia para corregir el incumplimiento, a renunciar a la Licencia.

A su vez, el ENARGAS podrá obligar a la Sociedad a que continúe prestando el servicio licenciado durante un plazo máximo de ciento ochenta (180) días contados a partir de la fecha de tal renuncia. En este caso le corresponderá a la Sociedad el más alto de los dos siguientes valores: (i) el valor de libros de sus activos esenciales (definido como activos y todas sus prórrogas, adhesiones, mejoras, reemplazos, renovaciones y sustituciones que sean indispensables para la prestación de los servicios otorgados en la Licencia) determinado sobre la base del precio pagado por los inversores originales y el costo original de las posteriores inversiones realizadas en dólares estadounidenses y ajustado por el Índice de Precios del Productor de Estados Unidos ("IPP"), neto de amortizaciones acumuladas y ciertas inversiones, y (ii) los fondos de un nuevo proceso de licitación para adquirir tal Licencia, neto de costos e impuestos pagados por el ganador.

Este derecho no obsta a la facultad de la Sociedad de exigir judicialmente el cumplimiento de las obligaciones del otorgante mientras no haya renunciado a la Licencia. En caso de renuncia, la Sociedad está obligada a entregar los Activos Esenciales al Poder Ejecutivo Nacional, sin perjuicio de su eventual derecho a percibir la suma que en definitiva se fije administrativa o judicialmente.

Sanciones y Caducidad de la Licencia

La Licencia estableció un sistema de sanciones para el supuesto de que Naturgy incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen apercibimientos, multas y la caducidad de la Licencia. Las sanciones de apercibimiento y multas pueden ser determinadas por el ENARGAS en base, entre otras consideraciones, a la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público. Se pueden aplicar multas de hasta US$500.000 (importe que ha sido pesificado en virtud de la Ley de Emergencia) en caso de repetirse los incumplimientos.

Por su parte, al aprobar el nuevo "Plan de Inversiones", en el Anexo III de la Resolución 4354/2017 del ENARGAS, se dispuso que, si la Sociedad no alcanzara a invertir las sumas comprometidas en un año calendario del quiquenio 2017-2021, ésta última debería abonar al ENARGAS el monto neto de Ia deficiencia en concepto de multa. Ello sin perjuicio de otras faltas o incumplimientos que podrían serle aplicable por tal incumplimiento según el Regimen de Penalidades previsto en el Capítulo X de las RBLD.

La sanción más gravosa, esto es la caducidad de la Licencia, sólo puede ser declarada por el Poder Ejecutivo de la Nación, ante una recomendación del ENARGAS, en los siguientes casos:

(i) el incumplimiento grave y reincidente de las obligaciones a cargo de la Licenciataria, debidamente sancionado por el ENARGAS, que evidencie un reiterado incumplimiento de la normativa aplicable, de las decisiones de la Autoridad Regulatoria o de las disposiciones de la Licencia;

(ii) la comisión de una infracción grave luego de que el valor acumulado de las multas aplicadas a la Licenciataria en los últimos cinco años (o el período menor de vigencia de la Licencia) haya superado el cinco por ciento (5%) de su facturación del último año calendario en moneda constante neta de impuestos y tasa;

(iii) la interrupción total de la prestación del Servicio Licenciado, por causas imputables a la Licenciataria, que ocurra por más de quince días consecutivos, o por más de treinta días no consecutivos dentro de un mismo año calendario –la interrupción parcial del servicio que afecte en un 35% o más del servicio de la capacidad del Servicio de Distribución de la Red de Distribución será considerada como interrupción total a estos efectos–;

(iv) la interrupción parcial del 10% o más del servicio de la Sociedad durante 30 días consecutivos o 60 días no consecutivos durante un mismo año calendario, siempre que en cualquiera de tales casos dicha interrupción se deba a razones imputables a Naturgy;

(v) la modificación del objeto social de la Licenciataria sin el consentimiento de la Autoridad Regulatoria, o el traslado de su domicilio legal fuera del territorio de la República Argentina;

(vi) la venta, cesión o transferencia, por cualquier título, de los Activos Esenciales, o la constitución de gravámenes sobre los mismos, excepto en aquellos casos autorizados por el artículo 5.5., sin la previa autorización de la Autoridad Regulatoria;

(vii) todo acto que implique una violación de las restricciones impuestas por los puntos 8.4.2. a 8.4.8. del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación por la que le fuera adjudicada la Licencia;

(viii) la quiebra de la Licenciataria;

(ix) la disolución o liquidación de la Sociedad;

(x) el abandono en la prestación del servicio, o el intento de cesión o la transferencia unilaterales, totales o parciales, por cualquier título, de la Licencia sin la previa autorización del ENARGAS, o la renuncia a la Licencia excepto en aquellos casos permitidos por la Licencia;

(xi) la extinción del contrato con el operador técnico (esto es la persona jurídica que administra, gestiona, o direcciona proyectos de construcción y/u operación y mantenimiento de las instalaciones destinadas al almacenaje del gas natural), siempre que no se haya obtenido la autorización del ENARGAS para la suscripción de un nuevo contrato con el mismo u otro operador técnico aprobado por el ENARGAS o para la operación bajo la dirección de los funcionarios de la Soceidad;

(xii) la cesión total o parcial del contrato con el operador técnico, o la delegación total o parcial de las funciones que el mismo otorga al operador técnico, sin la autorización previa del ENARGAS;

(xiii) la violación de las limitaciones establecidas en el Título VIII del Capítulo I de la Ley N° 24.076, o en el artículo 4.7. del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación por la que le fuera adjudicada la Licencia;

(xiv) el uso de los Activos Esenciales para un destino distinto que la prestación del servicio público de distribución de gas natural, salvo autorización expresa del ENARGAS;

(i) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, y que por su importancia no merezca una sanción menor;

(xv) el incumplimiento de las tarifas;

(xvi) violación de las restricciones establecidas en el Pliego y el Contrato de Transferencia en relación con la transferencia de acciones de Naturgy o Invergas;

(xvii) violación de las restricciones establecidas en la Ley N° 24.076 y en el Pliego con relación a la titularidad cruzada entre producción, transporte y distribución de gas; y

(xviii) el incumplimiento grave por parte de Naturgy de las Inversiones Obligatorias.

Sin perjuicio de ello, la Licencia establece que, salvo en los casos de quiebra o disolución o liquidación de la Licenciataria en los que no se requiere intimación previa, Naturgy debe ser notificada y debe dársele la oportunidad de subsanar tal incumplimiento antes de la declaración de caducidad.

Asimismo, en el Acta Acuerdo se prevén causales de caducidad adicionales a las previstas en la Licencia. Dicho documento establece que dentro del plazo de 10 días de publicada en el Boletín Oficial la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la RTI, la Sociedad y los accionistas que en su conjunto reúnan como mínimo el 94% del capital accionario de Naturgy deberán desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI con respecto a la Licencia.

Asimismo, en el supuesto de concluir el plazo mencionado precedentemente sin perfeccionarse los desistimientos, el Estado Nacional podrá suspender el curso del procedimiento de la RTI e intimar a la Sociedad a presentar los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de 15 días. Ante el

incumplimiento de Naturgy o de sus accionistas respecto a la presentación de los desistimientos comprometidos, el Estado Nacional podrá denunciar el Acta Acuerdo por causa imputable a la Sociedad y proceder a la rescisión de la Licencia. Gas Natural SDG S.A. de España deberá, antes de que el Estado Nacional proceda a la denuncia del Acta Acuerdo por causa imputable a Naturgy y/o sus accionistas y previa intimación a tal fin, otorgar un compromiso de indemnidad al Estado Nacional, en cuyo caso no procederá la resolución de la Licencia. El Acta Acuerdo prevé que la rescisión de la Licencia por las causales señaladas precedentemente no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor de la Sociedad o de sus accionistas y que, la rescisión, no resultará procedente cuando la falta de presentación de los desistimientos correspondan a accionistas minoritarios que en su conjunto reúnan menos del 6% del capital social de Naturgy. En el supuesto de que aún mediando las suspensiones y desistimientos señalados precedentemente se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda de la Sociedad o de sus accionistas que como mínimo representen el 94% del capital social de Naturgy, en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI, con respecto a la Licencia, el Estado Nacional requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de 15 días. En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el Estado Nacional podrá denunciar el Acta Acuerdo por causa imputable a la Sociedad y proceder a la rescisión de la Licencia, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte de Naturgy o de sus accionistas.

Si el Estado Nacional dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de Naturgy, el Estado Nacional podrá compensar contra el valor neto de los activos según libros de Naturgy, cualquier suma debida por daños y perjuicios causados a la Argentina en razón de los hechos que dieron lugar a la caducidad de la Licencia. Dichos daños y perjuicios nunca podrán ser inferiores al 20% del valor neto de libros. Además, bajo tales circunstancias, el Gobierno Nacional puede requerir a Invergas la transferencia de sus acciones de Naturgy al ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación pública, sin base y en las condiciones que fije el ENARGAS. Tales condiciones podrán incluir una etapa de precalificación de oferentes, la suscripción de un contrato de asistencia técnica con un operador técnico, y demás recaudos que a criterio del ENARGAS aseguren la adecuada prestación del servicio, y en su caso, el levantamiento de la quiebra, la disolución, o la liquidación. Regirán para ese caso las siguientes reglas adicionales: (i) el producido de la licitación, menos los gastos incurridos, impuestos devengados y el monto de los daños y perjuicios ocasionados al Estado por la caducidad, corresponderá a Invergas S.A.; (ii) operado el traspaso de las acciones y derechos sobre aportes al nuevo adquirente, y suscripto el contrato de asistencia técnica entre el nuevo operador técnico y la Licenciataria, se dejará sin efecto la declaración de caducidad y la Licencia continuará en vigor por el plazo que aun restara del término original o, en su caso, de la renovación, a menos que el ENARGAS, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional, hubiese decidido al convocar a la licitación, conceder un nuevo plazo de 35 años; (iii) si Invergas S.A. no cumpliere con el requerimiento de entrega de las acciones, perderá todo derecho a participar en la compensación por el valor de los activos que correspondan a Naturgy, participación que será retenida por el ENARGAS en concepto de multa a cargo de Invergas S.A. y, solidariamente, de Naturgy, sin perjuicio del derecho de éste a repetir el monto así retenido contra Invergas S.A.

Ante la caducidad de la Licencia, el ENARGAS está facultado para designar un operador interino que no podrá ser el mismo operador técnico actuante hasta ese momento, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciatario. Naturgy deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino. Naturgy no tendrá derecho al pago de lucro cesante o a una indemnización por el uso por el operador interino de los bienes de propiedad de Naturgy.

Producida la caducidad de la Licencia, Naturgy debe transferir al Estado Nacional (o a quien éste designe) todos los Activos Esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas, a menos que el Estado Nacional solicite a Invergas S.A. que transfiera sus acciones de Naturgy para una posterior licitación.

Vencimiento

Como norma general, una vez finalizada la Licencia por vencimiento del plazo, Naturgy tendrá derecho a recibir la suma que resulte menor entre el valor neto de libros de los Activos Esenciales, o el producido pagado por el adjudicatario en una nueva licitación. Finalizado el plazo de la Licencia, si Naturgy se ha desempeñado en forma adecuada durante el término de la Licencia (incluyendo cualquier prórroga, de resultar aplicable), podrá participar en una nueva licitación. En tal caso tendrá derecho a igualar la mejor

oferta presentada (mediante el pago de la diferencia entre la mejor oferta y el valor estimado de los Activos Esenciales) o, si decide no igualar la mejor oferta, tiene derecho a recibir el valor de tasación de los Activos Esenciales, calculado en ambos casos de acuerdo con los términos de la Licencia.

Todas las deudas de Naturgy deben cancelarse al vencimiento del plazo de la Licencia, a menos que (i) Naturgy resulte adjudicataria de una nueva licencia, o (ii) el Estado Nacional disponga la caducidad de la Licencia y el ENARGAS dé instrucciones a Invergas S.A. como resultado de ello, de transferir todas sus acciones de Naturgy al ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación.

La Licencia también puede quedar sin efecto antes del vencimiento del plazo en caso de que Naturgy envíe una notificación informando que renuncia a la Licencia debido a los serios y repetidos incumplimientos incurridos por parte del Estado Nacional. En este caso, tendrá derecho a recibir del Estado Nacional la suma más alta entre el valor neto de libros de Naturgy y el valor estimado de los Activos Esenciales.

Tarifas

Esquema Original

El esquema tarifario original fue establecido por la Ley N° 24.076, el Decreto Reglamentario 1738/1992 y la Licencia. Este esquema original prevé una tarifa abonada por el cliente que sea el resultado de considerar (1) el precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, (2) el costo de transporte reconocido en tarifa y, (3) el margen de distribución. El régimen tarifario adoptado es básicamente equivalente al sistema de "tarifa máxima" o "price-cap" con determinados ajustes previstos en el marco regulatorio.

A los tres componentes mencionados se les agrega los impuestos que correspondan. El costo del gas, el costo del servicio de transporte, y los impuestos se incluyen en el esquema regulatorio según el concepto de *pass-through*, en vitrud del cual, estos costos operativos e impositivos son trasladados al cliente final.

El marco regulatorio establece diversas clases de servicio y una tarifa máxima correspondiente a cada clase de servicio. El mecanismo para fijar las tarifas correspondientes a cada clase de servicio está establecido en la Ley N° 24.076, en el Decreto Reglamentario 1738/1992 y en la Licencia y dichas tarifas están sujetas a la aprobación del ENARGAS.

Las tarifas por el servicio de distribución son determinadas por el ENARGAS durante el proceso denominado revisión tarifaria y son fijadas por períodos de cinco años. El servicio prestado por la Sociedad en su calidad de distribuidor debe contar con tarifas que se ajusten a los siguientes principios:

(i) garantizar ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y obtenga un retorno razonable sobre la base de capital, similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;

(ii) tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante;

(iii) incluir los costos de la adquisición del gas al precio de venta a los consumidores; y

(iv) asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento

Así, las tarifas pretenden permitir a la Sociedad obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables para la distribución de gas natural, impuestos y depreciaciones, así como también obtener una rentabilidad razonable. El ENARGAS también puede exigir inversiones además de las ya establecidas en el marco regulatorio, incluso extensiones y otras mejoras de la red de distribución, si fueran necesarias para cumplir con las necesidades de distribución de gas, a pesar de que la Sociedad puede recuperar, a través de las tarifas, su monto invertido en caso de ser necesario para poder obtener una rentabilidad razonable en sus operaciones según lo establecido en el artículo 39 de la Ley N° 24.076.

Por su parte, la Sociedad puede ofrecer descuentos sobre sus tarifas máximas aprobadas y publicadas siempre que los descuentos no se ofrezcan de una manera indebidamente discriminatoria y el precio final al cliente no esté por debajo del costo incremental del servicio. Los ingresos perdidos como consecuencia del descuento no pueden ser recuperados de otros clientes. Igualmente, los costos atribuibles

a la prestación del servicio a un cliente o categoría de clientes no pueden ser recuperados mediante tarifas a otros clientes (prohibición de subsidios cruzados). A su vez, los subsidios tarifarios sólo son permitidos si se encuentran explícitamente contemplados en el Presupuesto Nacional.

La Licencia establecía que las tarifas de distribución de gas deben ser calculadas en dólares estadounidenses y deben expresarse en pesos, conforme a la Ley Nº 23.928 o la que la reemplace, en el momento de la aplicación a la facturación. Ahora bien, después de la Ley de Emergencia N° 25.561, se derogaron las cláusulas relacionadas con ajustes de tarifas en dólares y las cláusulas de indexación basadas en el índice de precios externos como el índice PPI.

Los ajustes tarifarios previstos en el marco regulatorio son: (i) periódicos y de tratamiento preestablecido: ajuste por variación semestral en el PPI de Estados Unidos –luego modificado–, ajuste por variaciones en el precio del gas y ajustes por variaciones en el costo del transporte; (ii) periódicos y a preestablecer por el ENARGAS: revisión quinquenal; y (iii) no recurrentes: ajustes basados en circunstancias objetivas y justificadas y ajustes por cambios en los impuestos, excepto el impuesto a las ganancias o el que lo reemplace o sustituya.

Ajustes Periódicos

Las tarifas por Servicio de Venta se ajustaban principalmente cuatro veces al año a efectos de reflejar (i) las variaciones semestrales ocurridas en el PPI de los Estados Unidos y (ii) las variaciones estacionales de los precios del gas en boca de pozo. Para mayor información sobre el tema, ver "*Información Contable - Ajuste semestral de Tarifa por PPI*".

Los ajustes por variación del PPI tenían lugar el 1º de enero y 1º de julio de cada año mientras que los ajustes por variaciones en los precios del gas se producían el 1º de mayo y 1º de octubre respectivamente. El ajuste de las tarifas por PPI incidían específicamente sobre los componentes tarifarios de costo de transporte y margen de distribución. Este esquema de ajuste fue derogado por la sanción de la Ley de Emergencia Económica sancionada en 2002 (Ley de Emergencia Nº 25.561) habiéndose contemplado en el Acta Acuerdo ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional (Decreto 385/06) que una de las pautas del proceso de revisión tarifaria integral (RTI) era la fijación de un mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa de distribución.

Durante ese período de transición tarifaria hasta la sanción de las tarifas definitivas provenientes del proceso RTI del quinquenio 2017-2021 en el año de 2017, la Sociedad se encontraba amparada por un esquema provisional de corrección semestral de costos a partir de determinada variación del IVC. No obstante, este esquema tarifiario provisional no se aplicó conforme lo previsto en el Acta Acuerdo.

En 2017 se dio conclusión al proceso de RTI mediante el dictado de la Resolución ENARGAS N° 4354/2017 del 30 de marzo de 2017. En dicha norma se estableció la nueva metodología de ajuste semestral de tarifas basada en la variación del Indice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicada por el INDEC, que contempla ajustes a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año del quiquenio 2017-2021.

Luego, a fin de unificar los ajustes por variación del precio del gas comprado con el de las tarifas de transporte y distribución, en la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 91/2018 se modificaron las fechas originales de los ajustes por variación en el precio del gas previstas en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, quedando así establecidos ambos ajustes a partir del 1° de octubre y 1° de abril de cada año.

Luego, a través de la Resolución SGE N° 521/19, modificada por las Resoluciones 751/19 y 791/2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía interrumpió la vigencia de estos aumentos transitorios, instaurados a partir de la RTI realizada durante el año 2017, postergando así el incremento tarifario del 1° de octubre de 2019 hasta el 1º de febrero de 2020, lo que, a la fecha de emisión de este prospecto aún no ha ocurrido.

A raíz de estas circunstancias Naturgy se encuentra trabajando en conjunto con el resto de las distribuidoras de gas, nucleadas en la Asociación Distribuidoras de Gas, para la concreción de propuestas de incremento en los ingresos tarifarios al Poder Ejecutivo de la Nación.

En diciembre del 2019, al declarar la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, por intermedio la Ley Nº 27.541, el Congreso de la Nación delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, disponiendo que correspondería a este último "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y*

sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos". En ese contexto, el Congreso facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal, y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley 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. Este plazo fue ampliado por otro ciento ochenta (180) días a través del dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 543/2020 del Poder Ejecutivo de la Nación. Al momento de emitir este prospecto, aún no fue ejercida tal delegación.

Ajustes no recurrentes por circunstancias objetivas y justificadas

Independientemente de los ajustes periódicos mencionados anteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley 24.076, la Sociedad puede solicitar al ENARGAS un ajuste de tarifas específico sobre la base de circunstancias justificadas, objetivas, impredecibles y no recurrentes o de cambios impositivos (que no correspondan al impuesto a las ganancias) que se reflejen en las tarifas.

Ajustes Quinquenales

Conforme la Ley N° 24.076, las reglamentaciones derivadas de ésta y las disposiciones y fórmulas pertinentes contenidas en la Licencia, el ENARGAS debe revisar las tarifas de distribución que tendrán vigencia durante cada período quinquenal sucesivo posterior al período inicial de cinco años que finalizó el 31 de diciembre de 1997.

La metodología de fijación de tarifas contemplada por la Ley N° 24.076 y la Licencia consiste en el modelo de "precio tope con revisión periódica". Esta metodología ha sido adoptada por una cantidad de otros países y comúnmente se designa mediante su expresión matemática, "RPI-X+K". Debido a que el indicador del mercado internacional seleccionado por Argentina fue el PPI de los Estados Unidos publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales, del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos, la fórmula de ajuste de tarifas de Argentina se expresa en forma más correcta como "PPI-X+K". La metodología de fijación de tarifas difiere de la forma de regulación del servicio público utilizada en los Estados Unidos, principalmente respecto de la duración del período entre revisiones reglamentarias, y en que mira hacia el futuro en lugar de basarse en el costo histórico.

Según el modelo argentino, las tarifas de distribución pueden ser ajustadas mediante un factor de eficiencia (X) y un factor de inversión (K) (factores ambos que fueron fijados en cero para el período inicial de cinco años). Sobre la base del Marco Regulatorio las tarifas de distribución deben proveer a las licenciatarias que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios, y así la inclusión de un factor de eficiencia tiene por resultado una disminución de las tarifas de distribución. Si la empresa de distribución logra reducir sus costos con mayor rapidez que la tasa implícita en el factor de eficiencia, los ahorros se convertirán en un aumento de las utilidades; si la empresa de distribución no logra igualar o superar esta tasa, la diferencia en menos reduce sus utilidades. El ajuste destinado a reflejar las eficiencias debe ser propuesto por el ENARGAS sobre la base de programas específicos para el mejoramiento de la eficiencia, tomando en cuenta tanto los ahorros de costo previstos como la inversión requerida para llevar a la práctica dichos programas. La inclusión de un Factor de Inversión (K) en la fórmula especificada en la Licencia tiene por objeto posibilitar a la Sociedad recuperar los montos económicos asociados a un plan de inversiones presentado por la Sociedad y aprobado por el ENARGAS que no podrían ser recuperados mediante las tarifas vigentes al no haber sido considerado dentro del costo de capital preestablecido por el ENARGAS. Los programas de inversiones propuestos por las distribuidoras deben, en principio, beneficiar a la mayoría de usuarios del sistema de distribución a fin de merecer ser considerados. El ENARGAS determinó en la primera revisión quinquenal que el factor de inversión (K) resultante se aplicaría por semestres conforme a la efectiva incorporación de los proyectos. Por consiguiente, el Factor de Inversión (K) se aplicó sobre las tarifas a través de una "cláusula gatillo" que se activaba semestralmente previa constatación de la culminación de la obra en cuestión.

A través de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios que surgen de la Revisión Tarifaria Integral prevista en el Acta Acuerdo ratificado por Decreto 385/2006. Allí también se aprobó la Metodología de adecuación semestral de la Tarifa y el Plan de Inversiones Obligatorio.

Tarifas Actuales y antecedentes

(i) Emergencia Económica y régimen tarifario de transición

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio, fue modificado por la Ley de Emergencia sancionada en 2002 (Ley N° 25.561) y lo convenido por la Sociedad con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional (Decreto N° 385/06).

En efecto, la Ley de Emergencia dispuso que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedarían sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Además, estableció que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedarían establecidos en pesos a la relación de cambio $ 1 = U$S 1.

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, la norma estableció que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión -cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Por su parte, en el Acta Acuerdo se convino la renegociación integral de la Licencia, conforme a la Ley de Emergencia y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la Ley N° 24.076 y las regulaciones que de ella se derivan. Las pautas principales que contiene el Acta Acuerdo relacionadas con las tarifas de la Sociedad previán: (i) la fijación de un régimen tarifario de transición que contempla un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 -que no podrá significar en promedio un aumento en la tarifa final superior al 15 %-, el cual solo resulta aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006; (ii) la fijación de un sistema de revisión tarifaria durante el régimen de transición que contempla la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio (parte de la variación fue reconocida en la Resolución ENARGAS N° 3729/2007); (iii) un aumento promedio del 2 % sobre la actual tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, el cual solo resultaaplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo (en vigencia a la fecha de la emisión del presente Prospecto, excepto para la tarifa de GNC); (iv) la realización de una revisión tarifaria integral entre la fecha de suscripción del Acta Acuerdo y el 30 de junio de 2006 (en curso) para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, las cuales no podrán ser inferiores a las que resulten de los incrementos otorgados por el Acta Acuerdo y deberán respetar las pautas previstas en el Título I Capítulo IX de la Ley N° 24.076; (v) la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Naturgy, cuyo costo será soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad.

El proceso de la RTI debía observar las siguientes pautas: (i) Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución de Naturgy, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio; (ii) Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria; (iii) En el régimen de calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicos, comercial, de costos y de mediciones de calidad a los fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas; (iv) Actividades no reguladas: Sin perjuicio de las disposiciones que el Estado Nacional pudiera aplicar en el futuro respecto al objeto de la Licencia, el ENARGAS realizará un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la licenciataria en el mercado, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tienen para el desarrollo del servicio público licenciado y la incidencia que las mismas pudieran tener en las tarifas del servicio público; (v) Costos del servicio: El ENARGAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de distribución de gas natural, efectuado por regiones, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración de la Licenciataria. Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales,

servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio; (vi) Auditoría Técnica y Económica de los Activos Esenciales: En la remuneración de la Licenciataria el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría prevista en la Cláusula Décimo Sexta del Acta Acuerdo; (vii) Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo de 60 días a partir de la vigencia del Acta Acuerdo, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la revisión tarifaria integral; (viii) Conexión al gas de frentistas de redes sin servicio: El ENARGAS podrá establecer el procedimiento con el que se reconocerán los costos de conexión e instalaciones internas que tome a su cargo la Licenciataria; (ix) El cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de Naturgy, de los costos de toda la cadena de producción y transporte de gas, según lo estipulado en el Capítulo IX "Tarifas" de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas; (xi) Se efectuará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de Naturgy.

En septiembre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución ENARGAS N° I/409, la que complementando a la segmentación tarifaria del Decreto N° 181/04 reestructuró la tarifa de los clientes residenciales, generándose una tarifa progresiva en dónde a mayor consumo de gas, mayor es la tarifa volumétrica facturada.

Las revisiones periódicas por variación de costos previstas en el Acta Acuerdo durante el período de transición hasta la culminación de la RTI, no fueron cumplidas pese a los reclamos realizados por la Distribuidora. Se adoptaron distintas medidas que fueron insuficientes para cubrir las necesidades de ingresos de la Distribuidora de cara a la normal prestación del servicio. Salvo en el consumo de una edificación —categorizada como usuario residencial— sujeta a la normativa de propiedad horizontal, que en realidad representa la agregación de consumos residenciales de usuarios individuales, donde se valorizará en base a una tarifa cuya elección no se encuentre condicionada por la magnitud de su consumo conjunto, conforme lo estipulado en las Resoluciones ENARGAS 630/2009 y 642/2009.

En este contexto, en diciembre de 2012 el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que implementó una grilla de montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas a fin de poder llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio de acuerdo al Plan de Inversiones que presentó, la Sociedad.

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 con una importante asimetría entre la variación del componente gas y los de transporte y de distribución que generó un impacto adverso en la Distribuidora.

Más adelante mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación dividida en diez (10) cuotas consecutivas, con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional. Ello a fin de mejorar la situación económico-financiera de las compañías distribuidoras de gas natural que requerían un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI. Esta Asistencia permitió refinanciar deuda comercial con productores de gas. Mediante Resolución N° 587/2015 la ex Secretaría de Energía procedió a transferir una erogación con carácter de asistencia económica transitoria correspondiente a las cuotas mensuales de marzo, abril y mayo de 2015 y mediante Resolución Nº 1.066/2015 la ex Secretaría de Energía procedió a transferir una erogación con carácter de asistencia económica transitoria correspondiente a las cuotas de junio, julio, agosto y septiembre de 2015, a favor de esta Licenciataria. A través de la Resolución Nº 138-E/2016, el entonces Ministro de Energía y Minetía autorizó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a favor de la Sociedad, correspondiente a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2015.

Así, mediante la Resolución ENARGAS N° 3725/16, se dictaron nuevas tarifas con vigencia a partir del 1° de abril de dicho año, las que fueron objeto de cuestionamientos en distintas jurisdicciones del país, disponiendo la justicia la suspensión de su aplicación.

Con el fin de limitar el alcance de los incrementos verificados en el monto de las facturas de los servicios a usuarios residenciales y del servicio General para Pequeños Consumos, particularmente en determinados casos frente al pronunciado retraso en los precios de gas que integraban las tarifas del servicio de distribución de gas natural en jurisdicciones donde el precio del gas era inferior al del resto del país en

razón de diversas medidas judiciales que incidían en la aplicación de la normativa general, se fijaron topes aplicables a los consumos de dichos usuarios, a través de la Resolución N° 99 del 6 de junio de 2016, modificada por la Resolución N° 129 del 12 de julio de 2016, ambas del ex Ministerio de Energía y Minería.

Finalmente, en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo", la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó sentencia el 16/8/2016 y confirmó parcialmente la sentencia de Cámara de La Plata que dispuso la nulidad de los incrementos tarifarios de los componentes gas, transporte y distribución, circunscribiendo el alcance a los usuarios residenciales. A través de la Resolución ENARGAS 3961/2016 (BO 25/8/2016), se instruyó a las Distribuidoras a que apliquen los cuadros tarifarios vigentes al 31/03/2016, a los consumos registrados a partir del 01/04/2016 exclusivamente a la facturación de los "*usuarios residenciales"* (artículo 1°); sin embargo a los "*usuarios no residenciales*" se continuó aplicando el cuadro tarifario aprobado por la Resolución ENARGAS 3725/16 con los límites establecidos en la Resolución ex MINEN N° 129/16 (Resolución ENARGAS 3960/16).

Mediante Resolución ex MINEM N° 212/16, se determinaron los nuevos precios del gas natural y se instruyó al ENARGAS a establecer los cuadros de la tarifa Social definida en la Resolución MINEM N° 28/2016. Asimismo, se dispuso la implementación de topes máximos en los montos a facturar según categoría de usuario, en relación a los montos facturados en igual período del año anterior.

Luego de la realización de la audiencia pública, mediante Resolución ENARGAS N° 4046/16 se dictaron los nuevos cuadros tarifarios vigentes a partir del 7 de octubre de 2016, que incorporan los nuevos precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución. Dichos cuadros contienen un margen para la Distribuidora equivalente al que fuera aprobado por la impugnada Resolución ENARGAS N° 3725/16.

A su vez, se estableció una tarifa plena para todos los usuarios, una tarifa con bonificación en el precio del gas natural para los usuarios residenciales que registren ahorro de consumo igual o superior al 15 % respecto a igual año anterior y una tarifa social con bonificación del 100% del precio del gas natural. Las bonificaciones serán aplicadas como un descuento sobre los precios de aprovisionamiento de gas.

Ante la importante afectación económica derivada de la postergación de la vigencia de las tarifas transitorias de los usuarios residenciales, mediante la Resolución N° 312 de fecha 28 de diciembre de 2016 el Ministerio de Energía y Minería aprobó una asistencia económica a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural a efectos de solventar las inversiones obligatorias establecidas en la Resolución ENARGAS 3725/2016 y el pago a los productores de gas natural.

(ii) Revisión tarifaria Integral

En 2016, el por entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de RTI en un plazo no mayor a un año, a realizar una adecuación de las tarifas de transición a cuenta de la RTI y a establecer un Plan de Inversiones Obligatorias.

A través de la Resolución ENARGAS N° 4313/17, se declaró la validez de las audiencias públicas, se modificaron las Condiciones Generales del Reglamento de Servicio de la Licencia de Distribución y se aprobaron los cuadros de tasas y cargos por servicios adicionales con vigencia en forma conjunta con los cuadros tarifarios emergentes de la revisión tarifaria integral. Esta resolución fue rectificada por la Resolución ENARGAS N° I-4325/17.

El 31 de marzo de 2017 mediante Resolución ENARGAS N° 4354/2017 se aprobaron los cuadros tarifarios resultantes de la RTI y el correspondiente al primer escalón de la segmentación de dicho ajuste. A través de la Resolución Nº 74-E/2017el entonces Ministerio de Energía y Minería instruyó la implementación incremento tarifario en forma gradual y progresiva, se estableció una aplicación escalonada conforme la siguiente progresión: 30% a partir del 1 de abril de 2017, 40 % a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30 % restante a partir del 1 de abril de 2018.

Asimismo, en la misma Resolución ENARGAS 4354/2017 se aprobó el plan de Inversiones Obligatorias de la Compañía para el quinquenio 2017-2021, por un importe de pesos seis mil quinientos sesenta y siete millones ($ 6.567.000.000) al tipo de cambio oficial del dólar estadounidensede diciembre 2016, con la respectiva metodología de control físico y financiero y la metodología de adecuación semestral de la tarifa. A tal fin se aplicaría como mecanismo no automático la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM)-Nivel General publicado por el INDEC.

Al calcular los ingresos requeridos el ENARGAS reconoció a la Sociedad costos vinculados al gas natural no contabilizado (en adelante "GNNC" por sus siglos) como incluidos en los costos operativos (en adelante "OPEX" por sus siglas en ingles *operational expenditures*) determinados por el propio ENARGAS en base a estudios técnicos cuyos resultados da cuenta el Informe GD 76/17. Allí se determinó un sendero de los porcentajes anuales de GNNC máximos reconocidos para el quinquenio 2017-2021 que se utilizarían como referencia para la determinación de los volúmenes a reconocer en tarifa de la Licenciataria en concepto de GNNC. Para calcular el costo del GNNC, el ENARGAS tuvo en cuenta el precio del GNNC según el sendero aprobado por el Estado Nacional a valores diciembre 2016. Los precios del GNNC fueron fijados en dólares estadounidenses (USD), en función al sendero de precios fijado por el Ex MINEM en la Resolución N° 74/17, y al tipo de cambio utilizado en la RTI. Cabe destacar que, al dictarse la Resolución ENARGAS 4354/2017, estaba vigente la emergencia declarada en 2002 (Ley N° 25.561) y, como consecuencia de ello, el Estado Nacional tenía intervenido el precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y el precio del GNNC.

De acuerdo a lo previsto en la Resolución ENARGAS N° I 4354/17, a través de la Resolución ENARGAS 122/17, se aplicó el ajuste por IPIM y se implementó el 2° escalón del incremento tarifario de la RTI.En abril de 2018, a través de la Resolución ENARGAS N° 301/18 se completó el ajuste tarifario previsto en la RTI y se autorizó la adecuación semestral por variación del IPIM.

Así, el primer ajuste semestral tuvo lugar en diciembre de 2017 (Res. ENARGAS 122/07) el segundo en abril de 2018 (Res. ENARGAS 301/18), mientras que, como se explicará a continuación, el tercero ajuste semestral se aprobó en octubre 2018 (Res. ENARGAS 280/18), el cuarto ajuste en en abril de 2019 (Res. ENARGAS 196/19), y el quinto ajuste semestral fue diferido por la entonces Secretaria de Gobierno de Energía (Res. SGE 521/19, SGE 751/19 y SGE 791/19).

Con la Resolución ENARGAS 4354/2017, la Sociedad consideró oportunamente que se había dado finalmente cumplimiento a las estipulaciones del Acta Acuerdo ratificada por el Decreto N° 385/2006.

Através de la Resolución N° 14/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, se dejaron sin efecto los topes de incremento para los usuarios residenciales establecidos en las Resoluciones MEM N° 212 y 474/2017 y se estableció un tope de aumento del 50% en el valor gas para los usuarios SGP 1 y SGP 2. La citada Resolución también eliminó la bonificación por ahorro establecida la Resolución MEM N° 474/2017 y ajustó la tarifa social al 100% del precio del gas del bloque base de consumo, exclusivamente. Desde ese momento la Licenciataria aplica los beneficios correspondientes a la Tarifa Social y los límites de incremento dispuestos para los usuarios SGP 1 y SGP 2. Ante la finalización del plazo de vigencia de la Ley de Emergencia Nº Ley 25.561, prorrogada hasta el 31/12/2017, en cuyo marco el Estado Nacional había intervenido en la fijación de precios del gas natural que adquirieran los Distribuidores para el abastecimiento de su demanda, en noviembre del 2017 el Estado Nacional convocó a las Distribuidoras a que suscriban las "Bases y condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas Natural" (Bases y Condiciones) con el objetivo que sirvan de marco para el abastecimiento de gas a las Distribuidoras con vigencia desde el 01/01/2018 al 31/12/2019. A través de este acuerdo, las Distribuidoras se comprometieron a incorporar en los acuerdos de suministro que se celebren con los Productores y ENARSA, con vigencia a partir del 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras cosas que, "*La asignación de los volúmenes entre los distintos segmentos de la demanda de las DISTRIBUIDORAS […], que informe la DISTRIBUIDORA a los efectos de la facturación por parte de los PRODUCTORES, será la que surja de la demanda mensual real de cada DISTRIBUIDORA para el total de su demanda, asignando el volumen requerido como gas natural no contabilizado autorizado por el ENARGAS en forma proporcional a los distintos segmentos de la demanda*". El ENARGAS, mediante Nota ENRG/GDyE/GAL/D del 23/11/2017, manifestó haber tomado conocimiento de las disposiciones de las Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras por Redes y que "*comporte sus objetivos de política pública*".

En el marco de estas Bases y Condiciones, en diciembre de 2017, la Sociedad celebró acuerdos de suministros con los productores estableciendo precios en dólares por cuenca, continuando el sendero de precios fijado por el MINEM para el período 2018/2019. Cabe destacar que, bajo el nuevo esquema, el GNNC se pagaría al precio promedio del gas de todos los usuarios abastecidos por la Distribuidora, es decir, que dejó de tener el precio diferencial al precio PIST como cuando el Estado Nacional intervenía en la fijación de precios del gas natural.A través de la Resolución MINEM N° 508/17 el entonces Ministerio de Energía y Minería dispuso que, partir de enero de 2018, los beneficios previstos en la Resolución SGE N° 14/2018, al igual que el diferencial de precios del Gas Natural No Contabilizado (GNNC) respecto del precio reconocido en tarifas, sería compensando por el Estado Nacional. Este régimen de compensación tenía por objeto 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 de dicho servicio público y se aplicará hasta que esta metodología pueda ser reemplazada por un mecanismo que permita el pago directo a sus beneficiarios.A través de la Resolución 280/2018, rectificada por errores materiales mediante Resolución ENARGAS N° 292/18, el ENARGAS aprobó el tercer ajuste semestral pero se apartó de la metodología de ajuste aprobada por la Resolución ENARGAS 4354/17. El ENARGAS resolvió aplicar para el ajuste tarifario una combinación de índices mediante el promedio simple del IPIM (entre los meses de febrero 2018 y agosto 2018), del índice de Costos de la Construcción (entre los meses de febrero 2018 y agosto 2018) y del de variación salarial (entre los mess de diciembre de 2017 y junio de 2018). En materia de traslado de los costos del gas, el ENARGAS limitó el reconocimiento de los montos solicitados por la Distribuidora, tanto en diferencias diarias acumuladas como en el punto de ingreso al sistema de transporte. Oportunamente la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio por considerar que el ENARGAS se apartó del mecanismo de ajuste semestral establecido en la RTI consistente en la aplicación del IPIM y por violación del principio de "pass through" establecido en el Marco Regulatorio. A la fecha de emisión del prospecto, este recurso no ha sido resuelto.

En cuanto a las diferencias diarias acumuladas derivadas de la diferencia entre el tipo de cambio incluido en los precios del gas en tarifas y el tipo de cambio que corresponde pagar a los productores, mediante Decreto N° 1053/2018 se estableció que el Estado Nacional asumirá, con carácter excepcional y siempre y cuando los productores y distribuidoras adherentes renuncien a plantear reclamos por tal concepto, el pago de las diferencias diarias acumuladas entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, estableciéndose que el monto neto resultante se transferirá a las prestadoras en 30 cuotas a partir del 1° de octubre de 2019 quienes deberán realizar inmediatamente los pagos a los productores. (ver "Riesgo Relacionado con la Renegociación de la Licencia y RTI").

En el marco de lo establecido en el Decreto N° 1053/18, el ENARGAS dictó la Resolución N° 466/2019, modificada por Resoluciones Nros. 554/2019 y 624/2019 y prorrogada por la Resolución N° 636/2019, y aprobó la metodología para la determinación del monto neto de las diferencias diarias.

En cumpliminento con lo establecido en el Decreto N° 1053/18, los productores y esta licenciataria presentaron la adhesión y en diciembre de 2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía liberó los fondos correspondientes para el pago de la primera cuota (capital e intereses de actualización) de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo del artículo 7° del Decreto N° 1053/18 – diferencias diarias acumuladas entre el valor del gas comprado y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios-. A la fecha de la emisión de este prospecto, aún quedan pendientes pagos a favor de la Sociedad sobre conceptos enmarcado en el primer párrafo del artículo 7° del Decreto N° 1053/18.

El 1° de abril de 2019 mediante las Resolución ENARGAS N° 196/2019, rectificada por las Resoluciones Nros. 201/19 y 203/2019, se aprobaron los cuadros tarifarios y de tasas y cargos por servicios adicionales derivados de la aplicación de la metodología de ajuste semestral aprobada por la Resolución ENARGAS 4354/17.

A través de la Resolución SGE N°148/19 el entonces Secretario de Gobierno de Energía estableció una bonificación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para los consumos de los usuarios resdenciales de gas natural y propano indiluido por redes para los meses de abril y mayo 2019. A través de la Resolución 299/19 el el entonces Secretario de Gobierno de Energía también estableció que los proveedores de gas natural y y propano indiluido por redes debían emitir la facturación del volumen de gas entregado que tenga destino a los usuarios beneficiarios, con los descuentos en el precio de gas dispuesto como bonificación. Tal Resolución aprobó la metodología de compensación aplicable a efectos de que los proveedores de gas ejecuten la bonificación en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte establecida en esa Resolución ex SGE 148/2019 y su correspondiente reembolso.Así las licenciatarias del servicio público de distribución de gas debieron aplicar un escalonamiento tarifario, definiendo 3 cuadros tarifarios, con vigencia desde abril, mayo y junio de dicho año, conteniendo los siguientes descuentos sobre el precio del gas natural contenido en tarifas: 27%, 12% y sin descuento, respectivamente. Estas bonificaciones fueron posteriormente reflejadas como descuentos al precio de gas abonado a los productores por parte de la distribuidora.

Complementariamente y a fin de amortiguar el impacto en las economías familiares de los mayores consumos invernales, a través de la Resolución Nº 336/19, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía resolvió aplicar con carácter excepcional un diferimiento de pago del 22% de las facturas de usuarios residenciales emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, a recuperar a partir de las facturas emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco períodos mensuales, iguales y consecutivos, financiado por los tres segmentos de la cadena. La metolodgía de diferimiento de pago

establecida en la Resolución ex SGE Nº 336/19 fue oportunamente aprobada por la Resolución ex SGE Nº 488/2019. A la fecha, los diferimientos realizados ya han sido cobrados.

En el mes de junio de 2019, mediante la Resolución Nº 340/19, la Secretaría de Gobierno de Energía resolvió discontinuar el pago de la compensación por diferencias por GNNC desde diciembre de 2018 y asimismo, descontar todas aquellas compensaciones recibidas previamente por este concepto apartándose de lo establecido en la Ley Nº 24.076, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, en la Resolución ENARGAS Nº 4354/17, en la Resolución MINEM Nº 508/17, en la Resolución ENRG Nº 273/18 y en todos los actos dictados por el ENARGAS y la Subsecretaría de Hidrocarburos durante el 2018. La Sociedad ha cuestionado esta medida ante la Secretaría de Gobierno de Energía sin resolución a la fecha.

El 3 de septiembre de 2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 521/2019 en la que dispuso diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución correspondiente al 1º de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020.Posteriormente, mediante la Resoluciones ex SGE N° 751/2019 y 791/2019, la ex entonces Secretaría de Gobierno de Energía volvió a prorrogar ese ajuste tarifario hasta el 1° de febrero de 2020. En forma complementaria, en esas prorrogas, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía reconoció expresamente la necesidad de mantener la ecuación económico-financiera de los contratos de licencia, y dispuso compensar el efecto del diferimiento conforme lo dispuesto en el numeral 9.8. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, a través de una readecuación de las inversiones obligatorias y sin que ello afecte la seguridad y continuidad del servicio.

Naturgy BAN presentó oportunamente su propuesta de readecuación del plan de inversiones al ENARGAS conforme lo indicado en la citada Resolución 521/2019, por la que a la fecha no se ha recibido respuesta por parte del ente regulador.

A raíz de las gestiones realizadas por la Sociedad por el tratamiento en la RTI del servicio de transporte prestado desde el inicio de la gestión a la Licenciataria Metrogas S,A, desde Gral. Pacheco hasta la frontera concesional de ambas sociedades, que afectó el recupero del requerimiento de ingresos de Naturgy BAN determinado en dicho proceso y la consecuente controversia generada entre ambas prestatarias, el ENARGAS resolvió mediante Resolución Nº 694/19 adecuar las tarifas de ambas compañías a partir del 1° de noviembre de 2019, dando lugar a los cuadros tarifarios aprobados en la Resolución ENARGAS N° 701 del 31 de octubre de 2019, con un aumento en el margen de distribución del 2,32%. Si bien con esta decisión se reconduce parcialmente la situación a futuro, queda pendiente el reclamo por los perjuicios sufridos hasta la vigencia de los nuevos cuadros, actualmente en trámite ante la justicia contencioso administrativo.

(iii) Emergencia Energética y Tarifaria

Como fuera mencionado, durante diciembre de 2019 fue dictada la Ley N° 27.541 que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria energética, sanitaria y social y delega facultades en el Poder Ejecutivo Nacional. Dentro de estas facultades delegadas al Poder Ejecutivo de la Nación, se contempla la de mantener las tarifas de gas e iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente o de iniciar una nueva revisión de carácter extraordinario dentro de un plazo máximo de hasta 180 días, con el objetivo de lograr una reducción en la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas pare el año 2020. Este plazo fue prorrogado por otros 180 días por el Decreto de Necesidad y Urgencia 543/20.

Por su parte, las facultades delegadas por la ley 27.541 al Poder Ejecutivo Nacional también preveían la intervención administrativa del ENARGAS.

A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 260/2020, se amplió por el plazo de 1 año la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley N° 27.541 en virtud de la pandemia declarada por la OMS en relación con el COVID-19.

Mediante el dictado del Decreto N° 278/2020 (BO 17/3/20), suspendió las funciones de los miembros designados del Directorio del ENARGAS en sus cargos, sin goce de sueldo, e intervinó el ENARGAS designando en calidad de interventor al Lic. Federico Bernal. En la intervención se dispuso que el Interventor del ENARGAS, entre otras cosas, debería realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalué los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética; y que, en el caso de detectar alguna anomalía, el Interventor debería informar al Poder Ejecutivo de la Nación los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante y deberá aportar la totalidad de la información, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponder.

En el marco de la emergencia sanitaria, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/20 disponiendo el aislamiento social preventivo y obligatorio (ASPO); y el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 311/20, modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia 543/20, disponiendo la prohibición de suspensióny/ocorte de los servicios a partir del 20 de marzo del 2020 al grupo de usuarios que debinido por la normativa, por falta de pago, que adeuden hasta 6 facturas consecutivas o alternas (desde el 1/03/2020 al 30/08/2020).

(iv) El cuadro tarifario actualmente vigente es el que se agrega a continuación:

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3(1), SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	R1		234,104639
	R2 1°		247,787115
	R2 2°		289,007912
	R2 3°		323,271889
	R3 1°		426,006029
	R3 2°		494,418402
	R3 3°		658,839260
	R3 4°		1069,313491
	P1-P2		602,753135
	P3		2288,501349
	GNC INTERRUMPIBLE		9042,832163
	GNC FIRME		9042,832163
	SDB		13877,836486
Cargo por m3 de Consumo	R1		10,446075
	R2 1°		10,446075
	R2 2°		10,560155
	R2 3°		10,616622
	R3 1°		11,453837
	R3 2°		11,769016
	R3 3°		11,781821
	R3 4°		11,842619
	P1-P2	*0 a 1000 m3*	10,037921
		1001 a 9000 m3	9,692298
		más de 9000 m3	9,525545
	P3	*0 a 1000 m3*	10,102552
		1001 a 9000 m3	9,862991
		más de 9000 m3	9,623404
	GNC INTERRUMPIBLE		7,825925
	GNC FIRME		8,276382
	SDB[2]		1,223624
Cargo por Reserva (m3/dia)[3]	GNC FIRME		8,549465

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,093438
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	7,093438
	R3 4°	7,093438
	P1-P2	7,093438
	P3	7,093438
	GNC	7,093438
Diferencias Diarias Acumuladas ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	-0,106330
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	-0,106330
	R3 4°	-0,106330
	P1-P2	-0,106330
	P3	-0,106330
	GNC	-0,106330
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	6,987108
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	6,987108
	R3 4°	6,987108
	P1-P2	6,987108
	P3	6,987108
	GNC	6,987108
Costo de Gas Retenido ($/m3)	RESIDENCIALES	0,399060
	P1-P2	0,399060
	P3	0,399060
	GNC	0,399060
	SDB *(como % del precio a sus usuarios)*	5,63%
Costo de Transporte ($/m3)	RESIDENCIALES	2,074817
	P1-P2	1,452372
	P3	1,452372
	GNC FIRME	0,726186
	SDB	0,968248

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		6,69%
	NEUQUINA		83,42%
	CHUBUT		1,55%
	SANTA CRUZ		2,15%
	TIERRA DEL FUEGO		6,18%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Nqn-GBA	0,630531	62,02%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-TdF-GBA	1,067754	3,35%

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de éstos a sus usuarios.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS (1) P3(2), G, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GASNATURALSIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	P3		13879,249545
	G		13877,836486
	ID		27570,064172
	FD		27570,064172
	IT		27570,064172
	FT		27570,064172
Cargo por m3 de Consumo	P3	*0 a 1000 m3*	1,264012
		1001 a 9000 m3	1,024451
		más de 9000 m3	0,784864
	G	*0 a 5000 m3*	0,531107
		más de 5000 m3	0,389949
	ID		1,015125
	FD		0,503524
	IT		0,816042
	FT		0,304441
Cargo por Reserva (m3/día)(3)	G		22,822306
	FD		17,053629
	FT		15,709669

COSTO DE TRANSPORTE(4)	EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Nqn-GBA	0,630531	62,02%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-TdF-GBA	1,067754	3,35%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año. Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad. Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2		602,753135
	EBP3		2288,501349
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	*0 a 1000 m3*	6,666296
		1001 a 9000 m3	6,320674
		más de 9000 m3	6,153921
	EBP3	*0 a 1000 m3*	6,730927
		1001 a 9000 m3	6,491367
		más de 9000 m3	6,251780

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte ($/m3)	EBP1-EBP2	3,901391
	EBP3	3,901391
Diferencias Diarias Acumuladas ($/m3)	EBP1-EBP2	-0,106330
	EBP3	-0,106330
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo ($/m3)	EBP1-EBP2	3,795061
	EBP3	3,795061
Costo de Gas Retenido ($/m3)	EBP1-EBP2	0,219483
	EBP3	0,219483
Costo de Transporte ($/m3)	EBP1-EBP2	1,452372
	EBP3	1,452372

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		6,69%
	NEUQUINA		83,42%
	CHUBUT		1,55%
	SANTA CRUZ		2,15%
	TIERRA DEL FUEGO		6,18%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Ngn-GBA	0,630631	62,02%
	TGN-Ngn-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-TdF-GBA	1,067754	3,35%

Operación Técnica

El Pliego y el Contrato de Transferencia exigían que Naturgy celebrara un Contrato de Asistencia Técnica con el operador técnico designado por el Consorcio. En consecuencia, la Emisora y Naturgy Energy Group, S.A., en calidad de operador técnico, celebraron un Contrato de Asistencia Técnica por 35 años el 28 de diciembre de 1992 (el "Contrato de Asistencia Técnica").

Conforme al Contrato de Asistencia Técnica, Naturgy Energy Group, S.A. (anteriormente denominada Gas Natural SDG S.A.) suministra asesoramiento y asistencia técnica a la Sociedad sobre diversos asuntos, incluido el mantenimiento y las inversiones de capital para instalaciones y equipos, análisis de operaciones y presupuestos, control de obras, seguridad, higiene, cumplimiento de leyes y reglamentaciones ambientales, y capacitación del personal. Naturgy Energy Group, S.A., recibe un honorario de gestión por este servicio, igual al mayor entre US$375.000 o el 7% de las utilidades antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral. Esta cifra, que originalmente fue pactada en dólares, actualmente está siendo abonada en pesos. Naturgy Energy Group, S.A., recibe asimismo el reembolso de todos sus gastos directos en que hubiera incurrido en forma razonable. El Contrato de Asistencia Técnica establece que, para llevar a la práctica determinadas recomendaciones suyas, Naturgy Energy Group, S.A. puede poner sus propios empleados a disposición de la Sociedad y, eventualmente, recomendar la contratación de algunos de ellos.

De acuerdo a lo establecido en la cláusula 2 del Contrato de Asistencia Técnica, el operador técnico -Gas Natural SDG, S.A. de España- en primer lugar resulta necesario a los fines de brindar asistencia y asesorameinto sobre el reemplazo, reparación y renovación de las instalaciones y equipo del sistema, análisis de operaciones, presupuestos operativos y de construcción y su control; asesoramiento en materia de seguridad, confiabilidad y eficiencia de las operaciones y del servicio; asesoramiento en materia del cumplimiento de la requerimientos relativos a salud, seguridad, higiene industrial, contaminación y medio ambiente; mantenimiento de rutinas y entrenamiento del personal y procedimientos en general, definición del plan y manual de cuentas, definición de pautas y sistemas de consolidación, definición de normas y procedimientos de administración, asesoramiento y políticas de presupuesto y control presupuestario, definición de políticas de financiamiento a largo plazo, asistencia en la obtención de fuentes de financiación a mediano y largo plazo, asesoramiento en la gestión de las relaciones con el inversor, En segundo lugar, la vigencia del plazo de 35 años (o duración de la Licencia) del Contrato de Asistencia Técnica se justifica también, como es lógico, por la necesidad de honrar lo pactado como ha sido política de la Sociedad desde el inicio de sus operaciones en lo que hace a sus compromisos contractuales.

Respecto a los importes abonados, el porcentaje del patrimonio social que representaron los montos erogados por el Contrato de Asistencia Técnica en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015, 2016 y 2017, 2018 y en el 2019, es el siguiente:

Management Fee por año / Monto Erogado		Patrimonio Neto	%Sobre Patrimonio Neto
2015	26.560.525	859.570.887	3,09%
2016	45.814.272	1.101.312.210	4,16%
2017	68.811.054	1.644.287.305	4,18%
2018	103.135.425	7.748.734.324	1,33%
2019	83.606.520	15.529.215.710,51	0,54%

Sistema de distribución

Las propiedades de la Sociedad incluyen líneas de distribución y transporte, medidores y plantas reguladoras, entre otras, además de una planta de Peak Shaving. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad poseía un total de aproximadamente 26,7 km (en miles) de ramales de alta presión y redes de distribución.

A diciembre de 2019, la red de distribución estaba compuesta de un 56,9% de conductos de acero, un 43% de conductos de polietileno y un 0,12% de conductos de hierro fundido. A diciembre de 2018, la red de distribución estaba compuesta de un 57,6% de conductos de acero, un 42,28% de conductos de polietileno y un 0,13% de conductos de hierro fundido.

Las tuberías de acero, que componen la mayoría de los conductos de las redes de distribución, y ramales de alta presión de la Sociedad, están protegidas de la corrosión mediante un sistema de protección catódica por corriente galvánica o impresa, compuesto éste último por 520 equipos instalados en puntos estratégicos. La Sociedad ha realizado una revisión completa del sistema de protección anticorrosiva en

todas sus instalaciones de acero, asegurando un nivel adecuado de protección catódica, dando cumplimiento a las normas y estándares de calidad de aplicación.

Provisión de Transporte y Gas. Los Decretos 180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias

Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional

En lo que hace a la provisión de gas natural, la situación económica en una primera instancia y los Decretos 180/2004 y 181/2004 dictados a partir de la Ley de Emergencia N° 25.561 han incidido de manera relevante en la mecánica habitual de gestión de compra de gas por parte de las distribuidoras de gas.

A partir de mayo del año 2002 se generó una problemática compleja con el traslado a la tarifa del precio del gas, dado el congelamiento de la tarifa y del componente de gas incluido en la misma que ha impedido adquirir gas a precios por encima del precio reconocido pues de otra forma hubiera generado quebrantos irrecuperables a las distribuidoras.

A partir de esa fecha, el mercado desregulado fue tratando de encontrar un nuevo punto de equilibrio entre compradores y vendedores, por lo que, aquellos Grandes Usuarios industriales que compraban el gas en boca de pozo en forma directa a productores, fueron arribando a acuerdos de precio para la provisión del gas natural como manera de asegurarse el normal abastecimiento de fluido ante una situación de crecimiento de la demanda y de disminución de los niveles de producción.

Asimismo, los clientes de gas natural de los países vecinos continuaban pagando su provisión en dólares, resultando así un precio tres veces superior al del mercado doméstico.

De tal manera, y por las razones enunciadas, un mismo producto (el gas natural en boca de pozo) tenía tres precios distintos, bien diferenciados entre sí. Esta situación hizo que, poco a poco las distribuidoras fueran perdiendo volúmenes comprometidos, sea porque los contratos que vencían no eran renovados o por una menor disponibilidad de producción que minimizaba los volúmenes habitualmente vendidos en condiciones spot. Y todo esto en un contexto de crecimiento de la demanda, dada la inusual distorsión producida en los precios relativos entre el gas natural y otros combustibles sustitutos, los que crecían por el doble efecto de la devaluación y del alza del precio internacional del petróleo.

En febrero del año 2004, se dictaron los Decretos 180/2004 y 181/2004, siendo este último el que instruyó a la Secretaría de Energía a celebrar un acuerdo con los productores de gas natural de manera de definir un ajuste en el precio del gas natural en boca de pozo aplicable a los contratos de provisión de gas a prestadoras del servicio de distribución que adquieran gas para sus usuarios.

En virtud de estas normas también se dispuso: (i) la creación de un fondo fiduciario para obras de expansión de los sistemas de transporte y distribución de gas natural; (ii) la creación del "Mercado Electrónico de Gas", a fin de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y generar un centro de transacciones de modalidad spot; (iii) la adopción de medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas, tales como la sustitución de las Condiciones Especiales Gran Usuario – Transporte ID y Gran Usuario Transporte IT y la incorporación de las Condiciones Especiales Gas Natural Comprimido – Venta Firme y Gas Natural Comprimido – Venta interrumpible; (iv) la aprobación de un "mecanismo de cortes" a ser aplicado por las empresas distribuidoras de gas en caso que se observen restricciones en el sistema; (v) facultar a la Secretaría de Energía para establecer las categorías de usuarios que, a partir de la fecha que aquélla disponga, no podrán adquirir el gas natural mediante acuerdos celebrados con las distribuidoras, debiendo comprarlo directamente a los productores y comercializadores; (vi) facultar a la Secretaría de Energía para acordar con los productores un esquema de normalización del precio del gas destinado a las prestadoras del servicio de distribución de gas y a los usuarios que comiencen a adquirir el gas directamente de los productores o comercializadores; y (vii) facultar a la Secretaría de Energía para determinar las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales, las prestadoras del servicio de distribución de gas no podrán abastecer a dichas categorías con gas natural adquirido mediante contratos de corto, mediano y largo plazo.

De tal manera, se definió un esquema de precios crecientes para los clientes denominados "Industriales", comprendiendo en esta categoría a los Grandes Usuarios, las centrales eléctricas, las estaciones de GNC y todo otro cliente no residencial cuyo consumo anual supere los 108.000 m³. Para el caso de los clientes Residenciales, incluyendo a estos últimos y aquellos clientes comerciales con consumos inferiores a los 108.000 m³/año, no se definió un sendero de precios, pero se determinó que al vencimiento del acuerdo celebrado entre los productores de gas natural y la Secretaría de Energía (diciembre 2006) los precios de estos clientes serían iguales a los de los clientes industriales.

Este acuerdo, luego homologado por la Resolución 208/2004 del entonces Ministerio de Planificación, además de definir los precios comentados, garantizaba que los productores pondrían a disposición de dichos clientes un volumen de 78,5 millones de metros cúbicos de gas natural diarios, de los cuales 68,1 millones corresponden a distribuidoras y centrales eléctricas y el resto a clientes que adquieren gas por cuenta propia.

Garantizando estos volúmenes, aún faltaban alrededor de 10 millones de m^3/día para abastecer adecuadamente la demanda de los clientes de la Argentina, y es por esta razón que la Secretaría de Energía dictó diversas medidas para poder mitigar este faltante.

Por ello, se estableció un "mecanismo de cortes", aprobado por el Decreto 180/2004, que luego fue modificado por la Resolución 657/2004 de la Secretaría de Energía, que estableció un nuevo orden de prioridades para la aplicación de restricciones y cortes de suministro del servicio de distribución de gas natural.

Por medio de la Resolución 3035/2004, el ENARGAS aprobó los modelos de contratos de "Venta Firme GNC" y "Venta Interrumpible GNC", en línea con lo establecido en el Decreto 180/2004. Por medio de la Resolución N° I 220/2008, el ENARGAS derógo la Resolución ENARGAS 3035/2004 y aprobó los modelos de contratos "Transporte Firme – GNC" y "Transporte Interrumpible – GNC", en línea con la actual compra directa del gas por parte de este mercado, conforme lo indicado en la Resolución N° 752/2005 de la Secretaría de Energía.

En el marco del Decreto 180/2004, el Ministerio de Planificación emitió la Resolución 185/2004, por la cual se aprobó el Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley 24.441, constituidos para la titulización de activos por un monto máximo en circulación de hasta $3.000 millones, denominado "Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros". Por medio de la Resolución 663/2004 de la Secretaría de Energía se aprobó el régimen aplicable a los procedimientos de contratación de las obras que se realicen en el marco de la Resolución 185/2004. En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al lanzamiento del Concurso Público TGS 3/2004 y del Concurso Público 1/2004 de TGN.Bajo este esquema se realizaron, en noviembre de 2005 los Concursos Públicos N° 1/2005 y N°2/2005 de TGN y TGS, respectivamente, para la ampliación de la Capacidad de Transporte en 20MMm^3/día en el período 2006-2008. El 5 de septiembre de 2018, por intermedio de la Resolución ex Ministerio de Energía y Minería, se discontinuó en forma definitiva la ejecución de obras a través del "Fideicomiso de Obra Norte 2006- 2008" y del "Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008", creados con fecha 6 de diciembre de 2006 bajo el régimen del Decreto N° 180/2004 del 13 de febrero de 2004 y la Resolución N°185/2004 del 19 de abril de 2004 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y sus normas complementarias y concordantes. A su vez, a través de esta misma Resolución, adecuó el monto máximo del Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros denominado "FIDEICOMISOS DE GAS – Fideicomisos Financieros", establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 185/2004 del citado ex Ministerio, a los montos de VRD emitidos o que deban emitirse por el "Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008" y el "Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008" hasta la suma de PESOS TREINTA MIL MILLONES ($30.000.000.000).

Teniendo en cuenta las limitaciones que enfrentaba la industria del gas natural, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 265/2004, mediante la cual se dispusieron distintas medidas de prevención para intentar evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural. Dicha resolución instruyó a la ex Subsecretaría de Combustibles a que elaborara un programa de racionalización de las exportaciones de gas natural y del uso de la capacidad de transporte que asegure, en la medida que los sistemas de transporte y distribución lo permitan, los consumos de las categorías de usuarios R, P - primer y segundo escalón-, SDB -en la exacta incidencia que los usuarios R y P tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión- SGP –tercer escalón-, SGG -por su capacidad reservada-, FT, FD y Firme GNC destinados a satisfacer la demanda interna y la sustentabilidad del sistema eléctrico. En cumplimiento de las instrucciones dadas por la Secretaría de Energía, la Subsecretaría de Combustibles dictó la Disposición 27/2004, en virtud de la cual aprobó el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y el Uso de la Capacidad de Transporte. La referida disposición luego fue reemplazada por la Resolución 659/2004 de la Secretaría de Energía, que creó el Programa Complementario de Abastecimiento al mercado interno de Gas Natural. Esta limitación fue dejada sin efecto a través de la Resolución 148/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería, a través de la cual se derogó la Resolución ex SE 265/2004 y sus modificaciones y concordantes, y se dispuso que las exportaciones de gas natural a las que se refiere el artículo 3° de la Ley Nº 24.076 estarían sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones

de Gas Natural aprobado por tal disposición. Procedimiento esto último que fue modificado por la Resolución ex SGE 417/2019.

Llegado el mes de diciembre de 2006, no estaban dadas las condiciones para, ni se había avanzado en, el establecimiento de un sendero de precios a aplicar al mercado residencial. Los productores de gas natural y la Secretaría de Energía trabajaron en la elaboración de un nuevo acuerdo de provisión de gas al mercado interno que ordenara la oferta de gas y estableciera prioridades de abastecimiento. Así es como en junio de 2007 se llega al dictado de la Resolución SE Nº599/2007 que homologa el nuevo acuerdo de provisión de gas que establece los compromisos de suministro para el período 2007 – 2011 con el siguiente ordenamiento: Demanda prioritaria (atendida por las distribuidoras de gas), GNC, Centrales Eléctricas, Industrias. El compromiso por productor se asignó en función de la participación de cada uno de ellos en la producción del año 2001 y los compromisos totales se calcularon en función de los consumos de los clientes del año 2006.

Dado que la base de cálculo utilizada corresponde con el año 2006, el cual fue un año catalogado como cálido (especialmente en lo que respecta al invierno), se planteó un faltante estructural del gas asignado a las distribuidoras de gas yconforme a las normas de aplicación los faltantes de gas fueron cubiertos a través de la intervención de las autoridades competentes, mediante los mecanismos establecidos. En ese contexto, se mantuvo el procedimiento mensual de asignación de volúmenes destinados a cubrir dicha demanda. En determinados momentos, esos volúmenes no fueron suficientes, generándose desvíos de tipo administrativo que deberían haber sido corregidos mediante una correcta asignación de volúmenes para las Distribuidoras. La Secretaría de Energía estableció un mecanismo para cubrir los faltantes de gas de las Distribuidoras que involucra a todos los productores y consiste en asignar volúmenes adicionales. La asignación de estos volúmenes adicionales se realizaba con un retraso temporal de 5 meses.

Conjuntamente, por medio de la Resolución N° 415/2004, la Secretaría de Energía estableció el Programa de Uso Racional de la Energía (el "PURE"), cuyo objetivo consiste en alentar a los usuarios residenciales y comerciales para que reduzcan o no aumenten el consumo de gas natural con relación a sus consumos de iguales períodos del año 2003, con el fin de disponer de mayores excedentes de gas natural para su utilización en actividades de tipo productivo. Este programa, inicialmente fijado por un año, fue prorrogado con el mismo objetivo mediante la Resolución 624/2005 en forma indefinida, con vigencia entre el 15 de abril y el 30 de septiembre de cada año. No obstante ello, el ENARGAS suspendió la aplicación del cálculo de premios y castigos a las nuevas categorías residenciales, por no haber recibido las instrucciones sobre la metodología del cálculo por parte de la Secretaría de Energía.

El 22 de abril de 2004 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 208/2004 del Ministerio de Planificación, por la cual se homologó el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte referido en el Decreto 181/2004. Este acuerdo preveía que, al mes de diciembre de 2006, se hubiera normalizado el nivel de precios aplicable a todos los mercados.

No obstante ello, llegada esa fecha no se había avanzado en lo relativo a los precios aplicables a la demanda prioritaria que es la abastecida por la Distribuidora (residencial, servicio general P – escalones de consumo 1 y 2 – y servicio general P del tercer escalón de consumo – esenciales y del Grupo III según se define este último en la Resolución SE N° 2020/2005).En consecuencia, la Secretaría de Energía concertó un nuevo acuerdo con los Productores de Gas para el abastecimiento al mercado interno. El mismo fue homologado mediante la Resolución SE N°599 del 13 de junio de 2007 y se puso en vigencia el 1° de agosto del mismo año. En dicha resolución se establecen compromisos de entrega de volúmenes para los diferentes mercados por parte de los productores para el período 2007-2011 y una previsión de incremento de precios para aquella porción de clientes que dentro de la demanda prioritaria y a juicio de la Secretaria de Energía tengan mayor capacidad de pago.Aunque los volúmenes asignados a las Distribuidoras para satisfacer la demanda prioritaria no resultan suficientes para cubrir la misma, la Resolución establece que está garantizado el suministro de gas para esta demanda prioritaria (clientes residenciales).

Por medio de la Resolución S.E. N° 1070 del 19 de septiembre de 2008 se ratificó un acuerdo complementario con productores de gas que tuvo por objeto establecer el aporte del sector de los Productores de gas al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 –para atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo envasado para usuario de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural-, en orden a la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y segmentación de la demanda residencial de gas natural efectuada previamente mediante la Resolución ENARGAS N° I 409/08 que estableció distintas categorías de consumo de los clientes residenciales.

Posteriormente, en el mes de noviembre de 2008, a través de la Resolución SE N° 1417/2008 la Secretaría de Energía autorizó un incremento de precios en el gas natural a aplicarse sólo al segmento de mayor consumo residencial que quedó reflejado en la Resolución ENARGAS N° 577/2008 que definió nuevas tarifas a los usuarios finales con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2008. Los incrementos del precio del gas alcanzaron a todas las Licenciatarias del servicio de distribución.

En setiembre de 2010 el ENARGAS dictó la Resolución N° I 1410/2010, que estableció un procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, priorizando el consumo de la demanda prioritaria a partir de una correcta asignación de volúmenes, y con el objetivo de evitar la generación de los desbalances registrados sistemáticamente desde 2007.

La vigencia conjunta de la Resolución SE N°172/11 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución Nº_599/07 y de la Resolución ENARGAS N° I 1410/2010 y el mecanismo instrumentado por el ENARGAS denominado "Proveedor de Última Instancia" ("PUI") no permitía registrar faltantes para abastecer a la demanda prioritaria de Naturgy (clientes residenciales, comerciales, pequeñas industrias y subdistribuidoras). Conforme dicho mecanismo el proveedor de última instancia ante desvíos por faltantes de gas natural es preponderentemente ENARSA y el de gas de última instancia ("GUI") ante eventuales restricciones y consumos no autorizados de los clientes es ENARSA. El precio del GUI se encuentra asociado al precio de importación del gas de Bolivia y de GNL con el objetivo de evitar incumplimientos y conductas abusivas por parte de los clientes.

Adicionalmente, se implementaron otras medidas, entre las que se cuentan la importación de gas natural de Bolivia, gas natural licuadoa través de señales de precio mediante planes de incentivo a la producción de gas, señales de precio del gas para el mercado GNC, todo ello con el objetivo de asegurar la provisión de gas natural al mercado interno. En este sentido, para cubrir el diferencial entre el costo del producto y su venta al mercado interno el PEN dictó el Decreto 2067/08 que dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias.

Este Decreto 2067/08 dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias. Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución. Como consecuencia de ello el Ministerio de Planificación instruyó al ENARGAS, mediante Resolución MPFIPyS N°1451 de fecha 12 de diciembre de 2008 para que determinara el valor de los cargos y los agentes de percepción de los mismos. Con fecha 15 de diciembre, el ENARGAS dictó la Resolución N°563/08 en la que excluyó del pago de los cargos, a los usuarios de las categorías R1, R21, R22, R23, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica. Con fecha 4 de junio de 2009 el ENARGAS, a instancias del MPFIPyS, dictó la Resolución N°768 mediante la cual exceptuó, temporalmente y para los consumos comprendidos entre el 1° de mayo y el 31 de agosto de 2009, del pago de los cargos a distintos usuarios de la categoría R3. También se contemplaron situaciones particulares de exclusión del pago del cargo Decreto N° 2067/08 mediante la Orden Regulatoria dictada por el ENARGAS el 5 de agosto de 2009, rigiendo un registro único de exceptuados a la política de redireccionamiento de subsidios del Estado Nacional conforme la Resolución ENARGAS N° I 2905/2014. Las medidas de bonificación invernal del cargo 2067/08 fueron implementadas mediante el dictado de distintas Resoluciones.

Hacia finales del año 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado. En este contexto mediante Resolución ENARGAS Nº1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC, a los clientes comerciales pequeños y a las centrales de generación eléctrica y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla. Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en determinadas zonas geográficas, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos. Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada.

La Sociedad realizaba una gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo.

En mayo de 2012 se sancionó y promulgó la Ley Nº 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina. Mediante la misma se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y finalmente se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF. A partir de allí, con ese 51% el Estado Nacional y las Provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (en participación del 51% y 49% respectivamente) asumieron el control de YPF.

Dicha Ley es reglamentada mediante el Decreto PEN N° 1277/12 el cual establece la elaboración del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que tiene como ejes estratégicos el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para asegurar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo, integrando capital público y privado a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. A su vez, se crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas cuyos objetivos son, entre otros, asegurar y promover: i) inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento; ii) inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales; iii) inversiones para aumentar la capacidad de refinación; iv) el abastecimiento de combustibles a precios razonables y compatibles con la economía local, la rentabilidad de todas las ramas y los derechos de usuarios y consumidores, en el marco de una leal competencia y un desarrollo sustentable. La mencionada Comisión fue la encargada de elaborar el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a partir de una evaluación completa del sector, estableciendo los criterios y metas deseables en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos. Para ello, solicitará anualmente información sobre los planes de inversión de los diferentes sujetos que realicen dichas actividades. Además, dicha Comisión revisa los planes y puede sugerir adecuaciones a los mismos. También evalúa costos y precios en toda la cadena, publicando valores de referencia, de modo de que se cubran los costos de la actividad y se obtengan márgenes de ganancia razonables.

En dicho marco la Secretaría de Energía, en el mes de agosto de 2012 fijó un precio único para el gas en boca de pozo destinado al mercado GNC para todas las cuencas productoras de 0,4945 $/m3, lo que significó una señal importante para los productores de hidrocarburos.

El 18 de enero de 2013 se promulgó la Resolución Nº 1/2013 de la citada Comisión, que creó “el Programa de Estímulo de la Inyección Excedente de Gas Natural” que en línea con lo anterior, establece un registro para empresas que se adhieran al mismo, a las cuales les retribuirán con un precio de 7,5 U$S el millón de BTU las inyecciones excedentes, respecto de las básicas ajustadas. El 29 de noviembre de 2013 se publicó la Resolución Nº 60/2013 de la Comisión referente a la creación del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”. Este programa también llamado Plan Gas II, es una continuación del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” llamado Plan Gas I, pero orientado a empresas cuya inyección fuera inferior en promedio a 3.500.000 m3/día. Este programa también incentiva a las empresas a comprometerse a incrementar la inyección total de gas natural a cambio de una compensación económica por la inyección excedente que podrá variar entre U$S 4 y U$S 7,5 MMBTU, a diferencias del Plan Gas I que la compensación económica es de U$S 7,5 MMBTU. Con este nuevo Programa se busca la incorporación de nuevas empresas que no habían adherido al Plan Gas I pero que a la vez no superen la inyección promedio mencionada anteriormente. Ambos Planes finalizaron el 31 de diciembre de 2017. El nuevo Plan vigente hasta 2021 de acuerdo a la Resolución 46, está orientado sólo a los desarrollos de gas no convencional y circunscripto, por ahora, a la Cuenca Neuquina.

La idea de la creación de estos programas era aumentar en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones y, por otro lado, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas en el mediano y largo plazo.

Por otra parte, las empresas adheridas al Plan Gas II deberán cumplir al menos con la inyección base declarada (producción menos inyección por declinación de la cuenca) y toda la inyección excedente a la base declarada recibirá una compensación económica por parte del Estado, en cambio si no cumpliesen con la inyección base declarada, deberán abonar al Estado Nacional el costo final que implique la importación de hidrocarburos hasta la inyección base declarada. En el caso del Plan Gas I el compromiso

es mayor dado que aquellas empresas que no cumplan con la inyección total comprometida (Inyección base más excedente), deberán compensar al Estado el costo por el incumplimiento, proponiendo distintos mecanismos, ya sea importando GNL directamente o pagando la diferencia entre el precio del GNL y el precio de venta del gas excedente.

A su vez, con fecha 31/3/2014 y en el ámbito de la revisión de los subsidios energéticos otorgados por el Estado Nacional, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 226/2014, mediante la cual se determinó un Esquema de Racionalización de uso del Gas Natural. A través del mismo se determinaron nuevos precios de cuenca del gas natural para aquellos mercados abastecidos por las Distribuidoras (residenciales y Servicio General P) y se estableció un escalonamiento para las fechas de vigencia en tres etapas, abril, junio y agosto 2014 (incorporados en tarifas mediante la Resolución ENARGAS N° 2843/2014). Por otra parte, también se establecieron nuevos precios para el mercado GNC con el mismo esquema de escalonamiento en las fechas de vigencia.

Por último, con fecha 31/10/2014 y con la intención de buscar una convergencia de precios de combustibles que actúan como sustitutos, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas dictó la Resolución N° 231, mediante la cual se fija un mecanismo para la determinación del precio del gas en boca de pozo para el mercado GNC asociado a la variación del precio de la Nafta Súper en Planta. Los acuerdos suscriptos dentro del marco de los mencionados Planes de Gas I y II, reconocen precios mayores, permitiendo afrontar las inversiones necesarias en esas nuevas tecnologías.

A partir de diciembre de 2015, con el objetivo de reducir gradualmente los subsidios energéticos y normalizar paulatinamente el sector, se dictaron numerosas normas que fijaron pautas de precios y de abastecimiento. Así, en marzo, junio y septiembre de 2016 se dictaron las Resoluciones ex MINEM N° 28, 31, 34, 89, y 212. A través de dichas normas, se dejaron sin efecto los cargos específicos instituidos mediante el Decreto 2067/2008 (cargos para solventar la importación de gas) y el mecanismo de PUI y GUI establecido desde 2011.

En marzo de 2016, y con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural. En este contexto, y teniendo en cuenta que dichos precios reflejaban condiciones de mercado, se dispuso la discontinuidad de la aplicación del Cargo Decreto 2067/2008.

En septiembre de 2016 el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 212/2016. Los precios del gas en boca de pozo, establecidos por dicha resolución, implican un plan de reducción gradual y escalonada de subsidios, tanto para los usuarios residenciales como los de Servicio General P1, P2, P3 y GNC, progresiva durante los próximos años, a partir del mes de octubre de 2016 hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019.

Como colorario de este proceso, en marzo de 2017, se dictó la Resolución MINEM N° 74/17, cuyas pautas de precios quedaron reflejadas en el cuadro tarifario de la resolución ENARGAS N° 4354/17. Posteriormente, con el dictado de la Resolución MINEM N° 474/17 se establecieron nuevos precios para el gas incorporados en los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS N° 122/17.

Con la finalización del período de prórroga de la Ley de Emergencia Nº 25.561, establecido por la Ley N° 27.200, el por entonces Ministerio de energía y Minería promovió el establecimiento de Bases y Condiciones con pautas básicas para asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y, consecuentemente, el suministro a los consumidores finales, suscriptas por los principales productores y distribuidoras en noviembre de 2017. Dichas Bases establecieron el compromiso de volúmenes y precios correspondientes a los años 2018 y 2019. La Sociedad suscribió oportunamente y en este marco los acuerdos para abastecer su demanda prioritaria promedio con los principales productores Los precios fijados en las Bases y Condiciones y por ende en los contratos firmados estaban nominados en dólares y quedaron reflejados en pesos en los cuadros tarifarios establecidos por Resolución ENARGAS N° 301/18.

Dada la brusca e importante devaluación de la moneda que se registró a partir del mes de abril de 2018, se generaron importantes diferencias entre el precio del gas reflejado en tarifas y el de los contratos. De acuerdo a lo establecido en Marco Regulatorio de la Actividad, la Resolución Nº 508/2017 y en las Bases y Condiciones, la Sociedad posee el derecho de que los mayores costos de compra de gas por variación del precio sean trasladados a tarifas a partir del 1º de octubre de 2018, previa autorización del ENARGAS, según el régimen de "*pass through*" aplicable.

Sin perjuicio de la normativa aplicable, ante el relevante cambio sobreviniente en la situación macroeconómica, se solicitó a los proveedores de gas renegociar los contratos a fin de morigerar el impacto de la devaluación en las tarifas finales mediante una reducción en los precios y dar previsibilidad en el tipo de cambio aplicable, mediante un valor fijo durante cada período estacional.

Recientemente mediante Decreto 1053/2018 se estableció que el Estado Nacional asumirá, con carácter excepcional y siempre y cuando los productores y distribuidoras adherentes y renuncien a plantear reclamos por tal concepto, el pago de las diferencias diarias acumuladas entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, estableciéndose que el monto neto resultante se transferirá a las prestadoras en 30 cuotas a partir del 1° de octubre de 2019 quienes deberán realizar inmediatamente los pagos a los productores.

En el marco de lo establecido en el Decreto 1053/18, el ENARGAS dictó la Resolución N° 466/2019, modificada por las Resoluciones 554/2019 y 624/2019 y prorrogada por la Resolución 636/2019, regulando la metodología de cálculo de las diferencias diarias acumuladas. En diciembre de 2019, la por entonces Secretaría de Gobierno de Energía liberó los fondos correspondientes para el pago de la primera cuota (capital e intereses de actualización) de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo del artículo 7° del Decreto N° 1053/18 –diferencias diarias acumuladas entre el valor del gas comprado y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios-.

Mediante la Resolución ENARGAS Nº 27/2020 (B.O. 27/05/2020), se derogó la Resolución ENARGAS Nº 72/2019 que establecía la "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas". Por otra parte, a la fecha de este Prospecto, también continúan con las negociaciones con productores sobre si la facturación que realizarón se ajusta a las ofertas que emitieran oportunamente, consideradas en las tarifas aprobadas por el ENARGAS mediante Resolución N° 292/2018.

En otro orden y con relación a los usuarios, por medio de la Resolución 606/2004, modificada por la Resolución 739/2005, la entonces Secretaría de Energía reguló la facultad de los usuarios de intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por las distribuidoras de gas natural. Luego, por intermedio de la Resolución 714/2007 de esa misma ex Secretaría, se estableció un regimen para la re-venta de servicios de transporte o de transporte y distribucion firmes provistos a una estacion de GNC, titular de un contrato vigente o de un volumen de reserva minima inicial. crease un registro de adhesion para estaciones de GNC. Esta última Resolución de la ex Secretaría de Energía quedó abrogada por la entrada en vigencia de la Resolución ex SE 34/2016.

Por su parte, se estableció que los usuarios identificados en el marco de la Resolución SE N° 752/2005 como Servicio General P Grupo III podrían optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural tanto a través de un comercializador o productor, o requerir servicio completo a la prestadora zonal del servicio de distribución de gas por redes, en los términos previstos en las Resoluciones ex MINEM Nº 34/2016, 80/2017, y las Resoluciones ex SE Nº 175 y 750/2019.

El transporte de gas natural

La capacidad de transporte firme que Naturgy tiene contratada con ambas transportistas (TGS y TGN), sumada a la capacidad de vaporización de su planta de "peakshaving" y a los acuerdos de asistencia con otros cargadores del sistema permite razonablemente atender, en un año climatológicamente medio, sus compromisos de entrega a clientes residenciales, Servicio General P y GNC.

Los gasoductos de transporte de TGS llevan el gas natural desde las fuentes de abastecimiento en la cuenca austral y la cuenca neuquina, hasta el ingreso a los sistemas de distribución. Los clientes de TGS incluyen, entre otros, 5 empresas distribuidoras (Metrogas S.A., Naturgy, Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. y, con menores volúmenes Litoral Gas S.A.).

Por su parte, los gasoductos de transporte de TGN llevan el gas natural desde las fuentes de abastecimiento en la cuenca noroeste y la cuenca neuquina, hasta el ingreso a los sistemas de distribución. Los clientes de TGN incluyen, entre otros, a las seis empresas distribuidoras ubicadas en el centro y norte argentino (Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Litoral Gas S.A., GasNea S.A. y Naturgy). Además, aporta volúmenes menores a Metrogas S.A. y Camuzzi Gas Pampeana S.A., así como también provee a diversos gasoductos de exportación (Gasoducto Gas Andes S.A.; Gasoducto del Pacífico (Arg.) S.A., Gasoducto Norandino S.A., Transportadora de Gas del Mercosur S.A.).

Las instalaciones actuales de transporte de gas natural en la Argentina resultan insuficientes para satisfacer la totalidad de la demanda del país, lo que ha llevado a tener que restringir el servicio a clientes

interrumpibles (que abonan una tarifa menor por estar sujetos a interrupción) y a clientes industriales firmes, con quienes se debió acordar períodos de cesión de capacidad ("ventanas") durante el período invernal, los que deben utilizar otros combustibles sustitutos como fuel-oil o gas-oil. Ello y los demás mecanismos creados por el Gobierno Nacional, buscan garantizar el abastecimiento a los clientes de características ininterrumpibles (básicamente clientes residenciales y pequeños usuarios que no cuentan con la posibilidad de acceso a un combustible alternativo) y firmes. Asimismo, durante el año 2007, ante las características extremas del invierno y el gran nivel de demanda de los clientes residenciales, fue necesario restringir el volumen de consumo de gas a clientes industriales firmes y, puntualmente, el volumen de gas destinado al consumo de los clientes GNC. Si bien los inviernos del año 2008 y 2009 no fueron tan rigurosos como el del año 2007, el crecimiento de la demanda residencial, en un marco de restricción de oferta de gas y transporte, obligó a la realización de cortes de consumo a los clientes industriales tanto interrumpibles como firmes. Esta necesidad de cortes de consumo a clientes industriales se mantuvo vigente desde entonces y a partir del dictado de la Resolución ENARGAS N° 1410/10 rige un esquema centralizado de despacho y las Distribuidoras cumplimentan el régimen de restricciones según el ordenamiento dispuesto por las autoridades.

Dado que las tarifas de transporte vigentes en 2004 no incentivaban a los transportistas a ampliar la capacidad de transporte, el Estado Nacional decidió impulsar diversos emprendimientos en gasoductos de transporte, sea mediante la ampliación de los existentes, o mediante la construcción de un nuevo gasoducto que está proyectado a fin de importar gas desde el vecino país de Bolivia. El mecanismo ideado para financiar dichos emprendimientos fue el de la constitución de fideicomisos financieros, instrumentados a partir del dictado del Decreto 180/2004 y la Resolución 185/2004 del Ministerio de Planificación. El recupero de la inversión se realiza mediante un recargo sobre las tarifas vigentes aplicadas a los servicios firmes de las categorías SGP3, GNC y FD/FT en el caso de las ampliaciones bajo los concursos del año 2004 y a los servicios firmes de las categorías SGP 3 y FD/FT en el de la expansión 2006-2008 bajo los concursos del año 2005.

Mediante este mecanismo, TGS realizó un concurso abierto de capacidad de transporte para ampliar su gasoducto General San Martín. Dicho concurso se llevó a cabo durante el mes de julio de 2004. Del volumen total a ampliar de 2.900.000 m³/d, Naturgy resultó adjudicatario de 846.979 m³/d.

Por otra parte, la Sociedad se presentó a distintos Concursos Abiertos de Capacidad Remanente de Transporte que fueron convocados tanto por TGN como por TGS y cuenta con Capacidad de Transporte Contratada en Firme desde todas las Cuencas Productoras.

A la fecha de este Prospecto, Naturgy tiene firmados los siguientes contratos de transporte firme (volúmenes en decámetros cúbicos por día "dam3/día"):

Transportadora	Contrato	Ruta	Vencimiento	Volumen (dam3/día)
TGN	TF12	Salta - GBA	2021	667
TGN	TF10	Neuquén - GBA	2027	2.904
TGN	TF11	Neuquén - GBA	2027	400
TGN	TF13	Neuquén - GBA	2027	341
TGN	TF147	Neuquén - GBA	2018 (*)	303
TGN	TF150	Neuquén - GBA	2027	120
TGN	TF161	Neuquén - GBA	2018 (*)	311
			Total por TGN	5.046

Transportadora	Contrato	Ruta	Vencimiento	Volumen (dam3/día)
TGS	TF51	Neuquén - GBA	2030	8.250
TGS	TF146	Chubut/TdF - GBA	2021	847
TGS	TF233	Neuquén - GBA	2046	718
TGS	TF272	Santa Cruz-GBA	2028	510
TGS	TF282	Neuquén - GBA	2030	1490
			Total por TGS	11.815

(*) Con renovación automática por períodos de 1 año

TGS convocó a un Concurso Abierto de capacidad de Transporte en el mes de agosto de 2017, y Naturgy se presentó con una oferta por 8.250.000 m3/día para capacidad de transporte desde Neuquén hasta GBA, a efectos de revalidar dicho volumen ya que la Sociedad es la titular de dicha capacidad. Asimismo, se efectúo una oferta por transporte adicional por 1.490.000 m3/día desde Neuquén a GBA. El 15 de diciembre TGS le comunicó a la Sociedad la adjudicación de toda la capacidad validada por el ENARGAS.

La Sociedad cuenta con capacidad de transporte firme desde todas las cuencas, 16,861 millones de m^3/día desde enero de 2018.

Mercados

La Sociedad distribuye gas natural en 30 partidos de la zona norte y oeste del Gran Buenos Aires. Su área de servicio cubre aproximadamente 15.000 Km^2, siendo una de las zonas más densamente pobladas del país, que incluye también importantes parques industriales.

Al cierre del 2019 el total de clientes de la Sociedad era de1.670.166, con un incremento neto de 5.364 con respecto al ejercicio anterior. Los clientes residenciales de la Sociedad totalizaban1.618.956, siendo el índice de gasificación del 81,1%% sobre el total de viviendas reportadas en su área de distribución, de acuerdo al censo oficial del INDEC realizado en el año 2010.

El siguiente cuadro muestra la cantidad de clientes por mercado al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

Clientes por mercado	Número de clientes		
	31.12.19	**31.12.18**	**31.12.17**
Ventas de gas			
Residencial	1.618.956	1.611.865	1.596.701
Comercial	49.576	51.294	52.253
Industrial (PyMEs)	679	687	705
Subdistribuidoras	3	3	3
Subtotal	**1.669.214**	**1.663.849**	**1.649.662**
Servicios de transporte y/o distribución			
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	545	546	560
Gas Natural Comprimido (GNC)	397	397	400
Otros Servicios de transporte y/o distribución	10	10	7
Subtotal	**952**	**953**	**967**
Total de clientes	**1.670.166**	**1.664.802**	**1.650.629**

El precio relativamente bajo del gas natural como fuente de energía ha actuado como un fuerte incentivo al consumo en todos los segmentos de clientes (residenciales, comerciales, estaciones de carga de GNC, pequeñas empresas y Grandes Usuarios).

La siguiente tabla muestra los volúmenes de ventas totales por tipo de cliente para la Sociedad para los períodos económicos finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018, 2017, influenciados por el efecto temperatura y el nivel de actividad económica:

Volúmenes vendidos por mercados	en millones de m3		
	31.12.19	31.12.18	31.12.17
Residencial	1374,9	1.513,8	1.403,8
Comercial	217,3	217,9	228,4
Industrial (PyMEs)	92,7	105,5	114,8
GNC	-	-	219,7
Subdistribuidoras	11,6	15,1	11,4
Total volumen de gas vendido	**1.696,5**	**1.852,3**	**1.978,1**
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	838,7	880,9	880,6
Gas Natural Comprimido (GNC)	511,3	482,0	303,6
Otros Servicios de transporte y/o distribución	4063,5	3.700,6	3.122,4
Total servicios de transporte y/o distribución vendidos	**5.413,5**	**5.063,5**	**4.306,6**
Volúmenes totales vendidos	**7.110,0**	**6.915,8**	**6.284,7**

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución Nº34/2016 del Ministerio de Energía y Minería, a partir del 1º de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar servicio completo a las estaciones de GNC.

Clientes

En la actualidad la Sociedad presta servicio completo (gas, transporte y distribución) a clientes residenciales, del servicio general P – escalones de consumo 1 y 2 – y servicios general P del tercer escalón de consumo – esenciales y del Grupo III. La Sociedad debe contratar los abastecimientos y capacidades de transporte de gas natural suficientes para satisfacer todas las necesidades de dichos clientes. Estas ventas están asociadas a un precio mayor debido a que se garantiza su disponibilidad y a lo estacional de su consumo. Para el resto de los clientes firme (GNC, servicio general P3 y grandes usuarios firmes) la Sociedad presta servicios de transporte y distribución y debe contratar el transporte suficiente para cubrir sus necesidades. Asimismo, también presta servicios de transporte y distribución a los clientes interrumpibles.

La situación anterior se presenta a partir del dictado de los Decretos 180/2004 y 181/2004, en el mes de mayo de 2005 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 752/2005 que estableció fechas a partir de las cuales las Distribuidoras no podían suscribir nuevos contratos ni utilizar los vigentes para suministrar gas a los Grandes Usuarios, a los clientes del Servicio General "G", a aquellos clientes del Servicio General "P" cuyo consumo promedio mensual fuera igual o superior a 9.000 m^3 y a las estaciones de GNC. Posteriormente, la Secretaría de Energía dictó las Resoluciones N°930/05, la Nº2020/05 y finalmente la Nº275/06, que fueron prorrogando sucesivamente las fechas iniciales y establecieron condiciones específicas de "salida" de algunos segmentos en particular. En los términos de toda esta normativa, todos los clientes alcanzados se encuentran recibiendo gas directamente de productores y/o comercializadores. Merece destacarse que la Licencia prevé que, el costo gas sea trasladado a la tarifa final mediante el mecanismo denominado "pass through" que, con la previa aprobación del Ente Regulador, debe tener un efecto neutro para el margen de utilidad de la Sociedad. Han existido ciertas restricciones para el traslado a tarifas del costo del gas (para mayor información ver, *"Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria del Gas Natural que afectan a la Sociedad - Riesgo Relacionado con la Limitación de Trasladar Aumento en el Precio del Gas Natural a las Tarifas)*

Residenciales

Los clientes residenciales son viviendas familiares. La tarifa para clientes residenciales consiste en un cargo fijo por cada factura y un cargo por metro cúbico de gas natural consumido. El cuadro tarifario está estructurado de modo tal que los clientes residenciales y los pequeños clientes de servicio general (descriptos más abajo) paguen una tarifa mayor para cubrir el menor factor de utilización y los mayores costos operativos relacionados con la provisión del servicio a este grupo de clientes. .Con la promulgación

de los Decretos PEN N°180/2004 y N° 181/2004 se realizó una segmentación de la tarifa para este tipo de clientes en R1 para consumos hasta 500 m^3/año, R2 de 501 a 1.000 m^3/año y R3 de más de 1.000 m^3/año. Esta segmentación fue posteriormente complementada por la Resolución ENARGAS N° I/409, que llevó a la práctica una segmentación aún más focalizada, según el siguiente criterio:

Para este tipo de clientes, se aplica una facturación mínima que comprende un cargo por factura emitida más un abono mínimo. A partir de diciembre de 2012 también se aplican montos fijos diferenciados por categoría tarifaria, que fueron fijados por el ENARGAS mediante la Resolución N°I-2407/12 con el objetivo de que la Distribuidora pueda llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio de acuerdo al Plan de Inversiones que presente la Sociedad. Estos montos fijos diferenciados por categoría se encuentran incorporados en los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución ENARGAS N° I 3350/2015. Sin embargo, la Resolución ENARGAS I 4354/17 excluye de los nuevos cargos tarifarios a partir del 01/04/2017 los conceptos Facturación Mínima y los montos fijos para obras y proyectos antes mencionados.

Comerciales

Los usuarios comerciales incluyen clientes de servicio general y otros clientes no residenciales que contratan sobre una base en firme y utilizan menos de 10.000 m3 por día. En el marco de los Decretos 180 y 181/2004, en el mes de mayo de 2005 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 752/2005 que estableció, entre otras cosas, que los clientes del Servicio General "G" y aquellos clientes del Servicio General "P" cuyo consumo promedio mensual fuera igual o superior a 9.000 m3 deben contratar el gas directamente a los productores y/o comercializadores. Asimismo, se realizó la segmentación de la tarifa del Servicio General "P" en tres categorías, SGP1 para consumos hasta 12.000 m3/año, SGP2 para consumos entre 12.000 – 108.000 m3/año y SGP3 para consumos superiores a 108.000 m3/año (para el SGP1 y SGP2 se ha mantenido el mismo precio del gas y para el SGP3 se ha establecido un precio de gas superior).

Si bien la res. 752/2005 estableció lo informado, la res. 2020/2005 del 22/12/2005 modificó los plazos de unbundling de los clientes de Servicio General P dividiéndolos en 3 grupos y con fechas diferentes de inicio, de la siguente manera:

- Grupo I Usuarios con consumos anuales superiores a 365.000 m^3: a partir del 01/01/2006
- Grupo II Usuarios con consumos inferiores a 365.000 y superiores a 180.000: a partir de 01/03/2006
- Grupo III Usuarios con consumos inferiores a 180.000 y superiores a 9.000: la fecha será definida por la Secretaría de Energía. Aún no se ha definido esa fecha por lo que este universo de clientes sigue comprando el gas en la Distribuidora

La Resolución N° I/445, impuso la creación de un grupo de clientes denominados "esenciales", para los que no se registraría ningún tipo de incremento tarifario. En general, la esencialidad proviene del tipo de actividad que desarrolla el cliente (entes estatales, de bien público, escuelas, etc.). Debido a ello, y dado sus tipos de consumo, gran parte de los clientes esenciales provienen del tipo de tarifa SGP o comerciales. Para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905/14 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios definiendo las situaciones que dan lugar al beneficio dentro del cual se encuentran los clientes esenciales, a los que se les aplica el cuadro tarifario del esquema de ahorro máximo.

A partir de la Resolución ENARGAS N° I 2843/14, que reflejó el incremento de los precios del gas dispuestos en la Resolución SE N° 226/14 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el gobierno nacional, todos los clientes SGP tuvieron incremento en el precio del gas.

A los clientes comerciales se les aplica un cargo por facturación mínima que equivale a un cargo por factura emitida más un abono mínimo, más el monto fijo por categoría de usuario aprobado por Resolución ENARGAS N° I 2407/12 e incorporado en los cuadros tarifarios vigentes conforme la Resolución ENARGAS N° I 3350/15.

En materia de margen de distribución el ENARGAS ha dispuesto mediante notas que los usuarios SGP paguen el mismo margen, ya sea que se encuentren dentro de la Distribuidora como usuarios de servicio completo o como usuarios "unbundling".

A los clientes comerciales que utilizan más de 150 m3 mensuales se les factura mensualmente, mientras que a los demás se les factura en forma bimestral.

Estaciones de GNC

Otra categoría que ha tomado relevancia es la venta a estaciones de carga de GNC para el uso de gas en vehículos. La ventaja competitiva del GNC frente a los combustibles líquidos ha significado un importante crecimiento del volumen de gas comercializado en este segmento.

La Argentina es el segundo país con mayor número de vehículos que utilizan este combustible en el mundo. A nivel país, según información aportada por el ENARGAS, se estima que existen 1.721.000 vehículos habilitados para GNC., el negocio permite garantizar su sustentabilidad en el tiempo. A partir de febrero de 2004, mes en el cual se dictaron los Decretos 180 y 181/2004, se reemplazó la condición de suministro a las estaciones de GNC de "No Interrumpible" a "Firme" y se incorporó la condición de suministro "Interrumpible". Las nuevas estaciones de carga de GNC tienen contrato 100% interrumpible, dadas las restricciones en la capacidad de transporte ya citadas. No obstante ello, el 28 de abril de 2010 el ENARGAS dictó la Resolución N° I/1174, la cual prorroga hasta el 30 de abril de 2011 y en todos sus términos lo dispuesto en la Resolución ENARGAS N°3569/2006 y sus complementarias N° 3736/2007, N° I/258/2008 y N° I/734/2009. En virtud de la misma se obliga a la Sociedad, a garantizar un abastecimiento mínimo diario de 5.000 m3/día a las estaciones de carga de GNC que cuenten únicamente con servicios interumpibles a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Dicho suministro será considerado servicio de venta firme GNC debiendo el titular de la estación de carga abonar a la prestadora la tarifa correspondiente. Cabe señalar que la Sociedad estará obligada a ello, salvo que la estación de carga de GNC manifieste, en forma fehaciente, su decisión de no estar alcanzada por la norma.

Asimismo, desde el 1° de abril de 2006 y en los términos de la Resolución Secretaría de Energía 752/2005 y complementarias –Resoluciones Secretaría de Energía 2020/2005 y 275/2006-, este mercado está adquiriendo el gas directamente a proveedores de gas (productores y/o comercializadores), luego de un proceso de asignación realizado a través del MEG, por lo cual solo reciben de las distribuidoras de gas el servicio de Transporte y Distribución.

A partir de la Resolución ENARGAS N° I 2621/2013 la Sociedad efectúa una gestión de facturación y cobranza del precio del gas natural por cuenta y orden de ENARSA S.A. por los volúmenes que este productor provee a las estaciones bajo el mecanismo de proveedor de última instancia establecido en la Resolución ENARGAS N° I 1410/10 y normas complementarias.

En el año 2016, con el dictado de la Resolución N° 34/2016 de la Secretaria de Energia y Minería, y de la Resolucion Enargas N° 3725/2016, se derogan las Resoluciones vigentes desde abril de 2006, y se dispone que a partir del día 1 de mayo de 2016, las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán adquirir el gas natural destinado a estaciones de carga de GNC, y éstas vuelven a adquirir el servicio completo (Gas+Transporte+Distribución) a la Distribuidora.

Asimismo, las facturas se ven alcanzadas por una serie de impuestos que en la modalidad anterior las estaciones de carga de GNC no pagaban, generándose una serie de reclamos y presentaciones judiciales por parte de las cámaras del sector y estaciones de carga en forma particular, con el fin de aminorar dichos impuestos.

Durante el año 2017, con el dictado de la Resolución N° 80/2017 en abril de 2017, la Secretaria de Energia y Mineria habilita a las estaciones de carga de GNC a comprar gas en boca de pozo a partir de 1 de mayo de 2017, con una modalidad distinta a la establecida en el año 2006. Así las estaciones de carga comenzaron a poder optar por contratar servicio completo con las Distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores.

Finalmente, a través del dictado de la Resolución Nº 175/2019 la entonces Secretaría de Gobierno de Energía derogó totalmente los artículos 5º, 6º y 7º de la Resolución Nº 752/2005 de la entonces Secretaría de Energía, permitiendo así que los usuarios identificados en el marco de la Resolución SE N° 752/2005 como Servicio General P Grupo III cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural tanto a través de un comercializador o productor, como a través de la propia prestadora del servicio de distribución de gas por redes.

A tal efecto, el ENARGAS dictó la Resolución 750/2019, rectificada por la Resolución ENARGAS 839/2019, donde se dispuso que los usuarios del Servicio General P incluidos en los Artículos 5°, 6° y 8º de la Resolución 752/05 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, podrán optar libremente por contratar el

abastecimiento de gas a un comercializador o productor o requerir servicio completo a la prestadora zonal del servicio de distribución de gas por redes.

La nueva modalidad establece que estos clientes deben procurarse el gas de manera directa con productores y/o comercializadores (se evitan las subastas anteriores que realizaba la Secretaría de Energia y utilizaba como intermediarios al Mercado Electrico de Gas S.A – M.E.G.S.A), generándose un importante ahorro en los impuestos que tributa el mercado GNC. No obstante esto, es necesario destacar que las estaciones de carga de GNC pueden optar también por adquirir el servicio completo a nuestra Distribuidora. (Esto no ocurrió y a la fecha las 397 estaciones de carga compran el gas por fuera de la Distribuidora)

Grandes Usuarios

La categoría Grandes Usuarios incluye a clientes comerciales e industriales que contratan sobre una base en firme por lo menos 10.000 m3 de gas natural por día o consumen por lo menos 3 MMm3 por año sobre una base interrumpible. Los Grandes Usuarios reciben gas natural sobre una base de servicio firme, interrumpible o combinada. Los Grandes Usuarios son estratégicamente importantes para la Sociedad ya que concentran entre pocos clientes una porción significativa del volumen de gas natural comercializado por la Sociedad, y los que tienen servicio interrumpible ofrecen la posibilidad de utilizar con mayor plenitud su potencial de capacidad de transporte durante los meses de verano en que se reduce el consumo residencial. A estos usuarios se les factura mensualmente y pagan diferentes tarifas según el tipo y volumen de los servicios provistos.

Dentro de la categoría de los Grandes Usuarios, la Sociedad ofreció, hasta la entrada en vigencia de la Resolución 752/2005, tres tipos de servicio. El servicio "completo" por el cual la Sociedad cobra por el abastecimiento, transporte y distribución del gas natural al consumidor final. Este servicio ha sido suprimido por las Resoluciones de la Secretaría de Energía 752/2005 y 930/2005 y la totalidad de los Grandes Usuarios debieron dejar de comprar el gas a las distribuidoras y adquirirlo directamente a productores y/o comercializadores. Esto no modificó el margen de la Sociedad porque el valor del gas es un “pass through” (la Sociedad no obtiene beneficios ni pérdidas con su reventa al usuario).

Un segundo tipo de servicio brindado por la Sociedad es transporte y distribución de gas natural. De acuerdo con lo expuesto precedentemente, este es el servicio en el que, actualmente, se encuentran encuadrados la mayoría de los Grandes Usuarios.

Un tercer tipo de servicio consiste en brindar la distribución de gas natural al gran usuario a través de un cargo por distribución, siendo los clientes quienes contratan tanto el gas en boca de pozo como el transporte hasta el “city-gate”.

Estacionalidad del Negocio

El gran número de clientes residenciales y pequeños usuarios en relación al total de clientes con que cuenta la Sociedad, el hecho de que éstos utilizan el gas en invierno primordialmente para calefacción y las características climatológicas del área de concesión a cargo de Naturgy definen una curva de consumo con marcada tendencia estacional. En efecto, el consumo típico de un día frío de invierno puede resultar varias veces superior al consumo promedio de un día de verano, en consecuencia, las ventas y resultados de Naturgy BAN S.A. son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año. en los últimos años, la curva del negocio mantiene la característica estacional.

Cuestiones Ambientales

Véase “*Políticas de la Emisora - Políticas ambientales*” del presente Prospecto.

Traslado a tarifas del costo del gas

El marco regulatorio de la industria del gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas y del transporte a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art. 37 inc. 5 del Decreto N°1.738/1992).

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el “Acuerdo”), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de

precios de gas, homologado por la Resolución del MPFI y SP Nº208/2004 , el ENARGAS dictó la Resolución N°3.009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004.

Posteriormente, a través de la Resolución N°3.096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Naturgy para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural. Esta Resolución fue recurrida por Naturgy en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución.

Mediante las Resoluciones N°3205/2005 y Nº3232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Naturgy correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales.

En la Resolución N°3461/2006, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo.

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011.

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión del segmento residencial, P1 y P2.

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S.E. Nº1.070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios de gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB. Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 (dictada a raíz de la Resolución SE N° 1417/2008) que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior. A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120/2009 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión debía ser tratada en el proceso de RTI, que finalmente no consideró puntualmente este concepto.

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226/2016 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido. Se fijaron incrementos escalonados de precio con vigencia a partir de los meses de abril, junio y agosto de 2014 con valores diferenciales para los usuarios que registren ahorro superior al 20% respecto a igual bimestre/mes del año anterior, ahorro entre el 5 % y el 20 % respecto del mismo bimestre/mes del año anterior y para el resto de los usuarios de servicio completo y mercado GNC.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que "….el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper…" con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado.

Mediante la Resolución ENARGAS N° I 2843 los nuevos precios del gas quedaron incorporados en los cuadros tarifarios aprobados para la Sociedad.

El 28 de marzo de 2016, con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Naturgy en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016.

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34 que derogó la normativa que impedía a las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes adquirir gas natural para proveer a estaciones de carga de GNC y estableció los precios del gas natural para este mercado.

El ENARGAS dictó en consecuencia la Resolución N° 3766/2016 con los cuadros tarifarios para los servicios de venta GNC firme e interrumpible vigentes a partir del 1º de mayo de 2016. Adicionalmente, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 80/2017 se dispuso que a partir del 1° de mayo de 2017 las estaciones de carga de GNC puedan optar por adquirir el servicio completo de las Distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores.

El ENARGAS dictó con fecha 28 de abril de 2017 la Resolución N° 4407/2017 (Texto Ordenado conforme Resolución ENARGAS 124/2018) mediante la cual reglamentó las cuestiones operativas inherentes a la Resolución MINEM N° 80/2017 y dispuso que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses. A la fecha del presente, la totalidad de las estaciones de GNC optaron por la provisión directa de parte de un productor o comercializador. Esta medida no afecta el margen de la Distribuidora.

La Resolución N° 28 mereció los cuestionamientos judiciales y decisión de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "CEPIS" respecto de la necesidad de realizar Audiencia Pública, retrotrayendo los precios aplicables a los de marzo 2016.

Ttranscurrida la audiencia pública para considerar el traslado a tarifas de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y las tarifas transitorias de transporte y distribución, y analizadas las presentaciones, el Ministerio de Energía y Minería dictó la referida Resolución N° 212. Los precios del gas en boca de pozo, establecidos por dicha resolución, implican un plan de reducción gradual y escalonada de subsidios, tanto para los usuarios residenciales como los de Servicio General P1, P2, P3 y GNC, progresiva durante los próximos tres años, a partir del mes de octubre de 2016 hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019.

En línea con lo indicado en el párrafo anterior, el 30 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la resolución 74-E/2017 mediante la cual se establecieron, con vigencia 1° de abril de 2017, los nuevos precios en el PIST para el gas natural. Dichos precios fueron reflejados por el ENARGAS en las tarifas finales a usuarios establecidas mediante Resolución ENARGAS N° I 4354 del 30 de marzo de 2017.

Mediante Resolución N° 474 E/17, el MINEM determinó los nuevos precios de gas con vigencia a partir del 1º de diciembre de 2017 reflejados en las tarifas finales aprobadas mediante la Resolución ENARGAS N° 122/2017.

De acuerdo a lo establecido en la Resolución MINEM N° 508/2017, a partir del 1º de enero de 2018, los precios del gas natural serán los que surjan de los contratos libremente pactados entre productores y distribuidoras, los que de conformidad con lo establecido en el artículo 38 de la Ley N° 24.076, serán trasladados a las tarifas de distribución de gas natural en su exacta incidencia.

Concluida la Emergencia Pública, el MINEM consideró que el mercado de gas requiere una transición hacia la normalización y propició la suscripción de Bases y Condiciones para asegurar el abastecimiento de las Distribuidoras. Estas Bases fueron firmadas por la mayoría de los productores y las Licenciatarias de gas.

La Sociedad celebró contratos con productores de acuerdo a las citadas Bases y Condiciones que le permiten cubrir su demanda prioritaria promedio,

La Resolución ENARGAS N° 301/18 que aprobó las tarifas vigentes a partir del 1° de abril de 2018 contempla el traslado de los precios acordados, nominados en dólares estadounidenses, considerando para la conversión la cotización vigente el día 15 del mes anterior a la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios.

A través de la Resolución N° 14/2018 la entonces Secretaría de Gobierno de Energía dejó sin efecto los topes de incremento para los usuarios residenciales establecidos en las Resoluciones MEM N° 212/2016 y 474/2017 y estableció un tope de aumento del 50% en el valor gas para los usuarios SGP 1 y SGP 2. La citada Resolución también eliminó la bonificación por ahorro establecida la Resolución MEM N° 474/2017 y ajustó la tarifa social al 100% del precio del gas del bloque base de consumo, exclusivamente. Desde ese momento la Licenciataria aplica los beneficios correspondientes a la Tarifa Social y los límites de incremento dispuestos para los usuarios SGP 1 y SGP 2.

Con motivo de la brusca e importante devaluación de la moneda que se registró a partir de abril de 2018, se solicitó a los proveedores de gas abrir una instancia de negociación que refleje previsibilidad en los precios, buscando morigerar el impacto de aquella en las tarifas finales.

En ocasión de la audiencia pública para tratar la adecuación semestral de las tarifas y el traslado del precio del gas celebrada el 4 de septiembre de 2018, la Licenciataria solicitó a las autoridades establecer una metodología para el tratamiento de las diferencias de cambio que permita dar previsibilidad y certidumbre y morigerar el impacto de las diferencias por tipo de cambio dentro del período semestral. En su presentación, la Licenciataria acompañó toda la documentación sobre las ofertas recibidas y los cuadros resultantes de los acuerdos derivados de las Bases y Condiciones del MINEM

El ENARGAS dictó la Resolución 280/2018, rectificada por errores materiales mediante Resolución ENARGAS N° 292/18, que conlleva una limitación en el reconocimiento de los costos de gas solicitados por la Distribuidora tanto en diferencias diarias acumuladas como en el punto de ingreso al sistema de transporte. La Sociedad interpuso oportunamente el correspondiente recurso de reconsideración con alzada en subsidio.

En cuanto a las diferencias diarias acumuladas derivadas de la diferencia entre el tipo de cambio incluido en los precios del gas en tarifas y el tipo de cambio que corresponde pagar a los productores, mediante Decreto 1053/2018 se estableció que el Estado Nacional asumirá, con carácter excepcional y iempre y cuando los productores y distribuidoras adherentes renuncien a plantear reclamos por tal concepto, el pago de las diferencias diarias acumuladas entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, estableciéndose que el monto neto resultante se transferirá a las prestadoras en 30 cuotas a partir del 1° de octubre de 2019 quienes deberán realizar inmediatamente los pagos a los productores.

El ENARGAS dictó la Resolución N° 466/2019 regulando la metodología de cálculo de las diferencias diarias acumuladas; y la Resolución N° 735/19 aprobando el monto neto en pesos argentinos correspondientes a las diferencias diarias acumuladas en los términos del artículo 7° del Decreto 1053/18 para cada prestadora del servicio de distribución considerando los proveedores que han adherido al régimen instituido por la citada norma, conforme el detalle que surge del anexo. Según surge de lo establecido en la Resolución 735 y su anexo, los productores que suministraron gas natural a esta Distribuidora en el periodo abri1 2018 — marzo 2019, han presentado las adhesiones y renuncias exigidas por el Decreto 1053/18 y reglamentada por la Resolución 466/2019. Al aprobar el modelo de adhesión al régimen, la Resolución N° 466/2019 estableció que el productor debe declarar conocer que el Artículo 7° del Decreto N° 1053/18 resultando aplicable en tanto adhiera al REGIMEN allí establecido y renuncia expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas referidas en su primer párrafo; y que dicho REGIMEN comprende también lo reglamentado por el ENARGAS mediante Resolución RESFC-2019-466-APN-DIRECTORIO#ENARGAS. Allí también se establece que el productor debe dejar expresa constancia que la adhesión formulada implica su aceptación íntegra al régimen instituido y sin reservas de ninguna clase o naturaleza; a la vez, importa la renuncia total, plena, incondicionada y definitiva a iniciar reclamos administrativos, arbitrales o judiciales de cualquier naturaleza y en cualquier jurisdicción (local o internacional), sea del ente societario en cuanto tal o sus accionistas individualmente considerados, con lo que rige para el Estado Nacional indemnidad absoluta, derivada de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo del ARTICULO 7° del Decreto N° 1053/18 y lo reglamentado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS mediante Resolución RESFC-2019-466-APN-DIRECTORIO#ENARGAS. Al respecto, en el mes de diciembre de 2019, la por entonces Secretaría de Gobierno de Energía liberó los fondos correspondientes para el pago de la primera cuota (capital e intereses de actualización) de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo del artículo 7° del Decreto N° 1053/18 –diferencias diarias acumuladas entre el valor del gas comprado y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios-.

A través de la RESOL-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS del 11/02/19 (B.O. 12/02/19), el ENARGAS aprobó la Metodología de traslado da tarifas del precio de gas y procedimiento General para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. Esta norma fue derogada mediante la Resolución ENARGAS Nº 27/2020 (B.O. 27/05/2020).

A través de la Resolución N° 32/2019 la entonces Secretaría de Gobierno de Energía aprobó el mecanismo de 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 llevará a cabo en el ámbito de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego el 14 de febrero de 2019; y el mecanismo de 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 llevará a cabo en el ámbito de la cuenca Noroeste el 15 de febrero de 2019. También se aprobó el modelo de oferta, y que será utilizado en los concursos de precios aprobados por la resolución, y se instruyó a Mercado Electrónico de

Gas (MEG) Sociedad Anónima a que dicte las normas complementarias que considere necesarias para la organización e implementación de los mecanismos de concursos de precios que se aprueban en esta medida

A través de la Resolución N° 148/19 la entonces Secretaría de Gobierno de Energía dispuso una bonificación del precio del gas del 27 % para los consumos del mes de abril y del 12 % para los consumos del mes de mayo 2019 a cargo de proveedores con ulterior compensación del Estado Nacional y posteriormente, a fin de amortiguar el impacto en las economías familiares de los mayores consumos invernales, a través de la Resolución Nº 336/19 se resolvió aplicar con carácter excepcional un diferimiento de pago del 22% de las facturas de usuarios residenciales emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, a recuperar a partir de las facturas emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco períodos mensuales, iguales y consecutivos, financiado por los tres segmentos de la cadena.

Seguros

La Sociedad mantiene seguros contratados con compañías aseguradoras de primera línea que cubren los riesgos que habitualmente aseguran las compañías que desarrollan negocios similares a los de la Sociedad y que son titulares y/u operan bienes similares a los que posee y/u opera la Sociedad.

FACTORES DE RIESGO

El público inversor deberá leer y examinar cuidadosamente la totalidad de la información contenida en el presente Prospecto antes de realizar cualquier transacción relativa a las Obligaciones Negociables. La inversión en las Obligaciones Negociables implica riesgos. Entre otros aspectos, los posibles compradores deberán tener en cuenta, y eventualmente asesorarse debidamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y objetivos de inversión, los factores de riesgo que se indican a continuación, los que deben leerse junto con el resto del presente Prospecto y los estados contables de la Emisora incorporados por referencia al mismo. Adicionalmente a los factores de riesgo indicados, pueden existir otros que a la fecha del presente Prospecto no han llegado a conocimiento de la Emisora o que ésta no considera significativos en la fecha del presente.

Riesgos Relacionados con la Argentina

Riesgo relacionado con la situación política, económica y social argentina, especialmente cambios de políticas o nuevas decisiones del Gobierno Nacional que afecten el crecimiento del negocio

Todos los ingresos de la Sociedad son generados en Argentina y dependen altamente de las condiciones político-económicas de Argentina.

Naturgy es una sociedad anónima constituida según las leyes de la Argentina y la totalidad de sus operaciones, instalaciones y clientes se encuentran ubicados en dicho país. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones dependen necesariamente del contexto macroeconómico y político de la Argentina.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que la economía argentina crecerá o cuándo el país saldrá de la recesión, especialmente en virtud de los eventos recientes como la pandemia de COVID-19, la cual probablemente tendrá consecuencias adversas que no se pueden estimar en este momento. Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional o bien incentivar la actividad económica doméstica, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el "INDEC"), en 2019 el índice de precios al consumidor ("IPC") y el índice de precios al por mayor ("IPIM") se incrementó en un 53,8% y 58,5%, respectivamente. La inflación acumulada de tres años superó el 100% provocando que la Argentina sea considerada como una economía hiperinflacionaria. En enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de 2020 el IPC aumentó 2,3%, 2,0%, 3,3%, 1,5%, 1,5%, 2,2%, 1,9%, 2,7% y 2,8%, respectivamente, mientras que en enero, febrero, marzo, mayo, junio, julio, agosto y septiembre el IPIM aumentó en 1,5%, 1,1%, 1,0%, 0,4%, 3,7%, 3,5%, 4,1% y3,7%, respectivamente. En abril de 2020, el IPIM registró una caída del 1,3%.

Asimismo, ciertas variables macroeconómicas que se vieron afectadas durante 2019 pueden verse afectadas durante 2020. Entre otras variables, el crecimiento de la tasa de interés de Argentina (la tasa Badlar promedió un 48,9% durante 2019), el peso argentino ha experimentado una devaluación del 58% durante el período diciembre 2018-diciembre 2019, hubo una variación negativa de la actividad económica en el PIB (Producto Interno Bruto) del 2,2% en 2019, y el riesgo país de Argentina alcanzó los 1.743,78 puntos al 31 de diciembre de 2019 en comparación con los 817,27 puntos al 29 de diciembre de 2018. En el primer trimestre de 2020 el PIB real de Argentina registró una disminución del 5,4% con respecto al mismo período de 2019; principalmente debido a las consecuencias ocasionadas por la pandemia COVID-19.

Por otro lado, a través del informe sobre Incidencia de la pobreza y la indigencia en 31 aglomerados urbanos (segundo semestre de 2019), de fecha 1º de abril de 2020, de las Condiciones de vida vol. 4 nº 4, de los Informes Técnicos vol. 4 nº 59, el INDEC informó sobre la Encuesta Permanente de Hogares ("EPH"), que es el programa nacional de producción sistemática y permanente de indicadores sociales llevado a cabo por el INDEC junto con las Direcciones Provinciales de Estadística, cuyo objeto es relevar las características sociodemográficas y socioeconómicas de la población. Conforme al mentado

informe, en el segundo semestre de 2019 el porcentaje de hogares por debajo de la línea de pobreza es del 25,9%; estos comprenden el 35,5% de las personas y dentro de este conjunto se distingue un 5,7% de hogares indigentes que incluyen el 8,0% de las personas.

A continuación, se indican algunos factores que podrían detener, limitar o revertir el crecimiento y/o afectar la economía argentina:

- la tasa de desempleo informal sigue siendo alta;
- la disponibilidad de crédito a largo plazo y/o a tasa fija continúa siendo escasa y de difícil acceso;
- la tasa de interés en el mercado local es muy elevada;
- la inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro;
- la inversión, como porcentaje del PIB, sigue siendo baja;
- el marco normativo continúa siendo incierto (incluyendo, entre otros, los relativos a los servicios públicos);
- la fluctuación del tipo de cambio;
- el aumento del gasto público discrecional amenaza con aumentar el déficit fiscal y el crecimiento económico;
- el deterioro fiscal podría dificultar el mantenimiento de subsidios a determinadas actividades económicas, afectándose de esta manera el consumo;
- el superávit en la balanza comercial se ha deteriorado;
- el Gobierno Nacional podría enfrentar ciertas dificultades para afrontar sus compromisos externos;
- Shocks económicos externos adversos;
- Epidemias o pandemias;
- Cambios en las políticas económicas o fiscales que pudiera adoptar el Gobierno Nacional;
- Una no exitosa reestructuración de la deuda soberna en moneda extranjera y bajo ley extranjera;
- la recuperación de la economía ha dependido en parte (i) de los altos precios de los commodities, de alta volatilidad y fuera del control del Gobierno Nacional; y (ii) del exceso de capacidad instalada, el cual se ha reducido sustancialmente; y
- la oferta de energía podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (lo que limitaría su desarrollo) y el consumo.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. Las elecciones presidenciales tuvieron lugar el 27 de octubre de 2019 resultando electa en primera vuelta la fórmula del Frente de Todos, compuesta por Alberto Fernández y Cristina Fernández de Kirchner, confirmando el resultado que se había dado en las primarias abiertas simultaneas obligatorias (las "PASO") que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019. Con fecha 10 de diciembre de 2019 la administración de Fernández asumió el cargo. La nueva administración enfrenta desde su asunción singulares desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y controlar el brote del COVID-19, entre otras. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el nuevo gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse. La incertidumbre podría conducir adicionalmente a una mayor volatilidad de los precios del mercado de valores argentino.

Con fecha 6 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprobó un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. A su vez, el 9 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias junto con ciertas modificaciones.

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 denominada como "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública" (la "Ley de Solidaridad"), estableciendo en su primer artículo la declaración de la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. La Ley de Solidaridad establece, además de algunas de las decisiones citadas previamente, la creación por cinco años del impuesto "*Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)*" (el "Impuesto PAIS") que aplica una alícuota del 30% sobre: la compra de billetes en moneda extranjera – inclusive la cantidad establecida por las Normas Cambiarias para atesoramiento o sin un destino específico, la adquisición de servicios en el exterior, y de servicios de transporte con destino fuera del país e introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. Con fecha 28 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, mediante el cual se reglamentan algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

Todo ello con el fin de crear las condiciones para asegurar la sostenibilidad fiscal y de la deuda pública, promover la reactivación productiva y fortalecer el carácter redistributivo social.

El 20 de diciembre de 2019, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019 (el "Decreto 49/2019"), el Gobierno Nacional dispuso que las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a determinadas Letras del Tesoro denominadas en dólares estadounidenses e individualizadas en el anexo de dicho decreto, se postergarían en su totalidad hasta el 31 de agosto de 2019.

El 12 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera a través de la cual se otorgaron facultades al Ministerio de Economía de la Nación para llevar adelante la reestructuración de la deuda pública externa. A su vez, lugo de haber logrado una exitosa renegociación de la deuda soberana con tenedores privados, el Gobierno Nacional enfrenta el gran desafío de lograr una renegociación exitosa de la deuda externa de Argentina con el FMI. Para más información sobre el proceso de restructuración de la deuda pública de Argentina, véase "*Factores de Riesgo - La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI*" de este Prospecto.

En caso que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelvan los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda de la Argentina y tener un efecto adverso en la capacidad de Argentina de pagar su deuda, principalmente en el mediano y largo plazo cuando la mayoría de la deuda indexada a la inflación vence. Además, los resultados fiscales más débiles podrían tener un efecto material adverso sobre la capacidad del Gobierno Nacional para acceder al financiamiento a largo plazo, lo que, a su vez, podría tener un efecto adverso en la economía y la situación financiera de Argentina e indirectamente en nuestro negocio, condición financiera y en los resultados de nuestras operaciones.

La economía argentina es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto material adverso en la balanza comercial y afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina, y por lo tanto podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. Por otra parte, depreciación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de la Argentina y por lo tanto afectar negativamente su economía y nuestra condición financiera y resultados de operación.

Por otro lado, un aumento sustancial en el valor del Peso frente al dólar afectaría adversamente la competitividad económica de la Argentina. Una apreciación real significativa del Peso afectaría adversamente las exportaciones y aumentaría el déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PIB y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación de impuestos en términos reales, dada su fuerte carga actual con dependencia en los impuestos sobre las exportaciones.

Adicionalmente, debido a las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional durante o después de la Crisis Económica de la Argentina del 2001-2002, accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina comenzaron procedimientos de arbitraje contra el Gobierno Nacional ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") y las normas de arbitraje de

la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (la "UNCITRAL"). Las demandas pendientes que se tramitan ante el CIADI y UNCITRAL podrían generar nuevos fallos en contra del Gobierno Nacional, lo que podría dar como resultado un efecto adverso significativo en la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas e incentivar el crecimiento económico. No podemos asegurar que el Gobierno Nacional no incumplirá en el futuro sus obligaciones. Si el Gobierno Nacional fuera a cesar el pago de la deuda, ello probablemente resultaría en un deterioro de la actividad económica, aumento de las tasas de interés, presión sobre el mercado cambiario y alta inflación, y como tal afectar negativamente nuestras operaciones y/o situación financiera. Asimismo, si la Argentina no tuviera acceso a financiación privada internacional o de organismos multilaterales, o ve limitada la recepción de inversión extranjera directa, es posible que la Argentina no esté en condiciones de hacer frente a sus obligaciones y la financiación proveniente de instituciones financieras multilaterales podría verse limitada o no estar disponible. Asimismo, la falta de capacidad de la Argentina para obtener crédito en mercados internacionales podría tener, en el futuro, un efecto adverso en nuestra habilidad para acceder a los mercados de crédito internacional a tasas de mercado para financiar nuestras operaciones.

La incertidumbre política en Argentina sobre las medidas que debe tomar la administración de Alberto Fernández con respecto a la economía, podría generar volatilidad en el precio de los valores de las empresas argentinas o incluso una disminución en sus precios.

La Emisora no puede garantizar que las políticas que puedan llegar a implementar la actual administración gubernamental, no afectarán adversamente la economía argentina y la condición financiera de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Además, la Emisora no puede asegurar que el futuro desarrollo económico, regulatorio, social y político en Argentina no afectarán su negocio, su condición financiera o los resultados de sus operaciones.

La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI

Durante 2018, el FMI aprobó un acuerdo stand-by de tres años para Argentina por un monto superior a US$ 50 mil millones. Entre 2018 y 2019, el FMI desembolsó aproximadamente US$ 44,1 mil millones. A la fecha del presente Prospecto, el Gobierno Argentino anunció que planea solicitar formalmente el inicio de conversaciones para renegociar los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI. Con fecha 26 de agosto de 2020, el FMI publicó el Comunicado de Prensa N°20/287, en virtud del cual el FMI informó la solicitud del Gobierno Argentino de iniciar negociaciones sobre un nuevo programa respaldado por el FMI y para renegociar los vencimientos del acuerdo, originalmente planeado para los años 2021, 2022 y 2023.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas si la deuda de Argentina continuaría siendo sostenible. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto N ° 596/2019, el gobierno argentino anunció su intención de llevar a cabo un reperfilamiento de algunas de sus deudas.

Con fecha el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, que extendió las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, solo válido para personas físicas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

El 23 de diciembre de 2109, a través de la Ley de Solidaridad Social, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales y adoptó una serie de medidas a fin de crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto N° 141/2020 que pospuso el pago total de la amortización de los “Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto no alcanza a las personas físicas que al 20 de diciembre de 2019 poseían dichos valores en una cantidad principal de menos de US$. 20.000. Mediante la Resolución N° 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calculará al tipo de cambio aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución N° 7/2018 emitida por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Hacienda con fecha 11 de julio de 2018.

El 12 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera a través de la cual se otorgaron facultades al Ministerio de Economía de la Nación para llevar adelante la reestructuración de la deuda pública externa.

El 10 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2020 a través del cual se estableció que el valor nominal de US$ 68,842 millones como monto máximo de las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de títulos públicos, ya que este era el valor nominal emitido bajo ley extranjera y vigente al 12 de febrero de 2020. Además, el 16 de marzo de 2020, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

El 6 de abril de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 346/2020, a través del cual se dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y los reembolsos de capital de la deuda pública nacional instrumentados por valores denominados en dólares estadounidenses emitidos bajo la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto exime del diferimiento del pago, entre otros, a los "Bonos del Programa de Gas Natural" emitidos por la Resolución N° 21/2019 del Ministerio de Finanzas. Además, la validez del Decreto N° 668/2019 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2020, y se contempla al Fondo de Garantía de Sustentabilidad en el decreto (Fondo de Garantía de Sustentabilidad).

El 14 de abril de 2020, en virtud del Decreto N° 250/2020 y la Resolución N° 130/2020, la República Argentina presentó el registro para la oferta de valores públicos por un monto máximo de valor nominal de US$ 51.653 millones (o su equivalente en otras monedas).

El 16 de abril de 2020, el Gobierno Nacional anunció su oferta a los tenedores de deuda pública denominada en moneda extranjera y bajo ley extranjera, en base a los siguientes puntos: (i) aplazamiento de intereses y pagos de capital por tres años; (ii) reducción de pagos de US$ 3,6 mil millones de capital y US$ 37,9 mil millones de intereses, lo que representa una disminución de 5,4% y 62%, respectivamente, y (iii) una tasa de interés de 0,5% a partir de 2023, que se incrementará gradualmente año a año a niveles sostenibles, siendo el 2,33% la tasa de interés promedio de la propuesta.

El 21 de abril de 2020, a través del Decreto N° 391/2020, el Gobierno Nacional formalizó la invitación para la reestructuración de ciertos bonos denominados en dólares y euros, que se rigen por la ley extranjera, que consiste en una oferta de canje por nuevos bonos por montos máximos agregados de hasta US$ 44,5 mil millones y 17,6 mil millones de euros (la "Invitación"). Además, el 22 de abril de 2020, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Economía, publicó el suplemento de prospecto complementario con fecha del 21 de abril de 2020 que contiene los términos y condiciones de la Invitación para enviar órdenes para canjear los bonos elegibles descritos en dicho suplemento (los "Bonos Elegibles").

El 22 de abril de 2020, Argentina omitió el pago de los cupones de intereses adeudados en virtud de los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046 regidos por ley extranjera por un monto de US$ 503 millones y como resultado de eso, se activó un período de gracia de 30 días para realizar dichos pagos de cupones, el cual venció el 22 de mayo de 2020.

El 4 de mayo de 2020, el Ministerio de Economía de la Nación, continuando con la agenda de normalización del mercado de deuda en pesos y el fortalecimiento del mercado de capitales local, lanzó una oferta canje con el fin de canjear 12 títulos emitidos en dólares estadounidenses – incluidos los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 por tres títulos en pesos los cuales se ajustarán por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y, además, tendrán una tasa de interés adicional. La licitación de dicha oferta se realizó el 7 de mayo de 2020 y fueron canjeados US$1.840 millones.

Desde mayo de 2020, el período para la aceptación de la Invitación fue extendido en varias oportunidades. Paralelamente a las negociaciones de reestructuración, el 22 de mayo de 2020 venció el plazo de gracia para el pago de la suma de US$503 millones correspondientes a los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046, que no fue pagada por la Argentina.

El 3 de agosto de 2020, Argentina y los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores, informaron que se llegó a un acuerdo que les permitirá a los miembros de los tres grupos de acreedores apoyar la Invitación. Conforme al acuerdo, Argentina ajustará algunas de las fechas de pago contempladas en la Invitación, sin aumentar el monto total de los pagos de capital o los pagos de interés y mejorando al mismo tiempo el valor de la propuesto a los acreedores.

Para efectivizar dicho acuerdo, Argentina extiendió el período de aceptación de la Invitación hasta las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 24 de agosto de 2020 para enviar órdenes aceptando canjear sus Bonos Elegibles. El 28 de agosto de 2020, se informó que los tenedores del 93,55% del monto total de capital pendiente de todos los Bonos Elegibles aceptaron la Invitación y el 4 de septiembre de 2020 se canjearon los Bonos Elegibles por nuevos bonos, otorgarle al país un alivio de deuda significativo.

Por otra parte, el 8 de agosto de 2020, a través del Decreto Nº 657/2020, se formalizó la entrada en vigencia de la Ley Nº27.556, de "*Restauración de la sostenibilidad de la deuda pública instrumentada en títulos emitidos bajo la ley de la República Argentina*", que dispone la reestructuración de la deuda del Estado Nacional instrumentada en los títulos públicos denominados en dólares estadounidenses emitidos bajo ley de la República Argentina mediante una operación de canje, con el objetivo de darle un trato de igualdad a los tenedores de bonos locales en relación a los acreedores externos. En este sentido el Gobierno Argentino lanzó una propuesta de reestructuración de deuda emitida en dólares estadounidenses bajo ley argentina cuyo período de adhesión temprana finalizó el 1º de septiembre 2020 recibiéndose órdenes por un 98,80% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles a ser reestructurados, emitiéndose bonos denominados en dólares estadounidenses por un valor nominal total de US$41.723.539.506 y bonos denominados en pesos ajustados por CER por un valor nominal total de $57.683.126.421:

A su vez, el 13 de marzo de 2020 el Ministro de Economía de la Nación solicitó a los miembros del Club de París posponer por un año el pago de US$ 2.100 millones cuyo vencimiento operó el 5 de mayo 2020 y se confirmó el 5 de junio de 2020 al cumplirse el plazo de gracia de 30 días.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos asegurar si el alivio de la deuda pública logrado como resultado de la reestructuración de ciertos bonos denominados en dólares y euros regidos bajo ley extranjera y ley argentina será suficiente para que Argentina recupere la sostenibilidad de su deuda pública, lo que puede afectar nuestra condición financiera y los resultados nuestras operaciones.

No podemos asegurar si el Gobierno Argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI ni con el Club de París, como con los tenedores privados de deuda pública emitida bajo ley local, lo que podría afectar su capacidad para implementar políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que dicha renegociación tendrá en la capacidad de Argentina (e indirectamente en nuestra capacidad de acceder a dichos mercados) de acceder a los mercados de capitales internacionales, en la economía argentina o en nuestra situación económica y financiera o en nuestra capacidad de extender los plazos de nuestra deuda u otras condiciones que podrían afectar, nuestros resultados y operaciones o negocios.

Riesgo relacionado con la inflación

En el año 1991, la Ley Nº 23.928 (la "Ley de Convertibilidad") fijó el tipo de cambio en un Peso por Dólar Estadounidense y exigió que el Banco Central mantuviera reservas en oro y divisas en un nivel no inferior a la base monetaria. En el año 2002, la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (la "Ley de Emergencia") que modificó la Ley de Convertibilidad, y puso fin a la paridad de un Peso por Dólar Estadounidense establecida en 1991, suprimió dicha exigencia.

Actualmente la Ley Nº 24.114, con sus modificatorias especialmente las modificaciones introducidas por la Ley Nº 26.739 (la "Carta Orgánica del Banco Central") permite al Banco Central emitir moneda sin la obligación de mantener una relación fija y directa con sus reservas en oro y divisas, y lo autoriza a aefectuar anticipos transitorios al Gobierno Nacional, equivalentes al 12% de la base monetaria constituida por la circulación monetaria más los depósitos a la vista de entidades financieras en el Banco Central, en cuentas corrientes o en cuentas especiales, para cubrir déficits presupuestarios y prestar asistencia a entidades financieras con problemas de liquidez.

Sobre la base del IPC del INDEC, el 11 de enero de 2018 se informó una suba de precios 24,8% acumulada respecto del año 2017. Por su parte, en 2018 el nivel general del IPC registró una variación del 47,6%. Como consecuencia del cambio de escenario tras las PASO, el IPC dejó de lado la tendencia decreciente de los meses anteriores a las PASO y trepó a un 4,0% en agosto de 2019, y continuó subiendo hasta fin de 2019. De acuerdo a la información publicada por el INDEC, la inflación acumulada para 2019 fue del 53,8%. En enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de 2020, el IPC registró una variación mensual total nacional del 2,3%, 2,0%, 3,3%, 1,5%, 1,5%, 2,2%, 1,9%, 2,7% y 2,8%, respectivamente, de forma que la inflación acumulada por durante los primeros nueve meses de 2020 fue de 22,3%. La inflación continúa siendo un desafío significativo para Argentina dada la persistencia en los últimos años.

Naturgy no puede garantizar cuál será la evolución de la inflación en Argentina ni que la inflación y los esfuerzos del Gobierno Nacional para combatirla no ocasionarán un efecto significativo adverso sobre la economía argentina.

La situación patrimonial, económica o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de Naturgy de cumplir con sus obligaciones en general, y con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular, podrían ser afectadas, por la inflación –actual o futura- en la Argentina, así como por los efectos que tengan sobre la economía argentina las medidas que adopte el Gobierno Nacional para combatirla.

Riesgo relacionado con fluctuaciones significativas en el valor del Peso y su volatilidad

El siguiente cuadro muestra las fluctuaciones en el valor del Peso de cada año.

	2001	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tipo de cambio promedio (en $ por US$)	1	3,45	3,8	3,98	4,3	4,92	6,52	8,55	13	15,85	16,56	28,09	59,89

Fuente: Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)

El siguiente cuadro muestra las fluctuaciones en el valor del Peso de cada mes del año 2020

	Ene	Feb	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago	Sept
Tipo de cambio promedio (en $ por US$)	60,01	61,35	63,12	65,76	67,73	69,54	71,47	73,29	75,20

Fuente: Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)

El valor del peso ha fluctuado de manera significativa en el pasado y podría seguir fluctuando en el futuro. La devaluación del peso ocurrida en 2002, a pesar de los efectos positivos producidos en los sectores de la Argentina orientados hacia la exportación, tuvo un impacto negativo en la situación financiera de negocios e individuos. La devaluación del peso ha tenido un impacto negativo en la capacidad de las empresas argentinas para honrar sus deudas en moneda extranjera, lo que inicialmente derivó en incrementos de precios, reduciendo así el poder de compra de los salarios. También impactó negativamente en aquellas actividades cuyo éxito depende de la demanda del mercado local y afectó de modo adverso la capacidad del Gobierno Argentino de pagar sus obligaciones de deuda externa. Si el peso experimenta una devaluación significativa en términos reales, podrían volver a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a la devaluación de 2002, hecho que podría tener consecuencias adversas para las actividades de la Sociedad.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14,4% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014 una devaluación del peso respecto del dólar estadounidense que superó el 32,5% en 2013 y el 31,2% en 2014. En 2015, el peso se depreció un 52% frente al dólar con una devaluación del 42% concentrada durante el último trimestre del año, principalmente a partir del 16 de diciembre de 2015. Durante los años 2016 y 2017 el peso perdió aproximadamente el 38,5% y el 18,6%, respectivamente, de su valor frente al dólar estadounidense. Asimismo, en 2018, el peso se depreció más de un 100% respecto del dólar estadounidense, siendo Argentina el país que más devaluó su moneda a nivel mundial en dicho año

Al 31 de diciembre de 2019, el tipo de cambio era de $59,89 por cada Dólar Estadounidense, evidenciando una depreciación del 31,8% respecto del tipo de cambio de $45,40 por Dólar Estadounidense, registrado el 9 de agosto de 2019 previo a que se celebren las PASO. Durante los primeros ocho meses de 2020 se ha ido evidenciando una progresiva y gradual depreciación del tipo de cambio debido a las medidas adoptadas por el Banco Central, a las medidas adoptas en el marco de la Ley de Solidaridad y a la caída de la actividad económica producida por la pandemia COVID-19. Al 27 de octubre de 2020 el tipo de cambio

era de $78,30 por cada Dólar Estadounidense evidenciando una depreciación del 30,74% respecto del tipo de cambio de $59,89 por Dólar Estadounidense, registrado el 31 de diciembre de 2019.

El éxito de las medidas adoptadas por el Banco Central respecto del mercado cambiario es incierto y no puede garantizarse el éxito en la implementación que tales medidas puedan tener en la estabilidad del tipo de cambio Peso/Dólar Estadounidense. A su vez, la continua depreciación del Peso podría tener un importante efecto adverso en nuestra condición financiera y resultados de las operaciones. Para más información sobre las restricciones cambiaras, veáse "*Información Adicional – Controles de cambio*" de este Prospecto.

Por otra parte, un aumento sustancial en el valor del Peso frente al Dólar presentaría riesgos para la economía argentina ya que (i) impactaría negativamente en la situación financiera de entidades cuyos activos denominados en moneda extranjera superan sus pasivos denominados en moneda extranjera; (ii) afectaría adversamente las exportaciones y, por consiguiente, alteraría la balanza de pagos y la financiación del Estado a través de los impuestos a las exportaciones, afectando negativamente el crecimiento del PIB y el empleo. Dada la continua incertidumbre acerca de las perspectivas económicas de la Argentina, es imposible predecir si el Peso se valorizará o se devaluará frente al Dólar en términos reales, y en su caso, en qué medida. Asimismo, en el corto plazo, una significativa apreciación del tipo de cambio real podría reducir significativamente los ingresos tributarios del sector público argentino en términos reales, dada la fuerte dependencia de los ingresos tributarios de los impuestos a las exportaciones (retenciones). Esto podría empeorar la situación financiera del sector público, lo que llevaría a eventuales incrementos de los impuestos o a la emisión monetaria para solucionarlo. A su vez, una mayor emisión monetaria podría generar mayor inflación, provocando un efecto recesivo sobre la economía argentina.

Por su parte, una devaluación significativa del Peso podría tener un impacto negativo sobre la capacidad de las empresas argentinas para cumplir con su deuda denominada en moneda extranjera y podría también provocar un efecto adverso sobre la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones denominadas en moneda extranjera.

Conforme lo expuesto, la situación patrimonial, económica o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de Naturgy de cumplir sus obligaciones en general, y con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular, podrían ser afectadas por las fluctuaciones significativas en el valor del Peso y/o por las consecuencias que puede traer aparejado la falta de cumplimiento de la Argentina a las condiciones impuestas por el FMI en el acuerdo *stand-by* .

Riesgo relacionado con los controles cambiarios

En el pasado, la Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, nuevos controles cambiarios fueron impuestos que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior.

En diciembre de 2015, con el cambio de gobierno nacional, las nuevas autoridades del gobierno nacional decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior, y (ii) la inmovilización de fondos del 30% de fondos en dólares conforme al Decreto N° 616/2005. Adicionalmente, en mayo de 2017 a través de la Comunicación "A" 6.244 del BCRA, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

El 1° de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 609 mediante el cual se estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA y también facultó al BCRA a establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán su autorización previa.

En este sentido, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 6770, sus modificatorias y complementarias, las cuales fueron receptadas en el texto ordenado aprobado mediante la Comunicación "A" 6844 del 5 de diciembre de 2019, conforme fuera actualizada por la Comunicación "A" 6915 de fecha

28 de febrero de 2020, mediante la cual se establecieron adecuaciones a la normativa cambiaria en línea con las disposiciones incluidas en el Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 dictado por el Poder Ejecutivo Nacional con fecha 1 de septiembre de 2019 (el "Decreto 609") con el objetivo de regular desde dicha fecha los ingresos y los egresos de Dólares Estadounidenses en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger los depósitos en Dólares Estadounidenses y las reservas externas del BCRA cuya caída sufrió una brusca aceleración ante el grado de incertidumbre que se generó luego de las PASO. Entre las medidas dispuestas, se destacan las siguientes restricciones (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de bienes y servicios; (ii) el requerimiento de conformidad previa del Banco Central para la constitución activos externos, acceso al mercado local de cambios para no residentes; (iii) la obligación de ingreso y liquidación de nuevas deudas de carácter financiera en el exterior como requisito para su posterior acceso al mercado de cambios para el repago de servicios de capital e intereses; (iv) prohibición de acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera de residentes, concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019, excepto en determinadas circunstancias; (v) limitaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 91/2019 (el "Decreto 91"), que modificó el artículo 1° del Decreto 609 que establecía que hasta el 31 de diciembre de 2019 el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado local de cambios en las condiciones y plazos establecidos por el Banco Central. A través de la modificación introducida por el Decreto 91, se prorrogó por tiempo indefinido la obligación de ingreso y negociación en el mercado local de cambios.

A través de la Comunicación "A" 6856 de fecha 30 de diciembre de 2019, el Banco Central estableció que el texto ordenado de las normas sobre "Exterior y Cambios" aprobado mediante la Comunicación "A" 6844, y sus modificatorias, junto a sus complementarias en materia de obligación de ingreso al país en divisas y/o negociación en el mercado local de cambios de cobros de exportaciones de bienes y servicios (las "Normas Cambiarias"), se mantendrán en vigor a partir del 31 de diciembre del 2019 y por tiempo indefinido, en forma concordante con lo dispuesto por el Decreto 91.

El impacto que las mismas podrían tener en la política y la economía argentina es incierto. Esta incertidumbre también puede tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina. Para más información sobre las restricciones cambiaras, véase las secciones "*Información Adicional – Controles de cambio*" del presente Prospecto.

Es posible que el Gobierno Nacional y el Banco Central en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, como así también modifiquen y adopten otras medidas que podrían limitar la capacidad de la Emisora de acceder al mercado de capitales, afectar la capacidad de la Emisora de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales (incluyendo pagos relacionados con sus obligaciones negociables en circulación denominadas en dólares estadounidenes) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

A su vez, cambios adicionales en los controles de cambios en un entorno económico en el que el acceso a los capitales locales es limitado podrían tener un efecto negativo en la economía y en las actividades de la Emisora, y, en particular, en la capacidad de la Emisora de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera de la Emisora.

No es posible asegurar que no se impondrán controles de cambio, restricciones a la transferencia de capitales más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia. En el caso que la Argentina atraviese un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una significativa contracción económica, ellos puede devenir en cambios radicales en las políticas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del Banco Central, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición de este tipo de medidas restrictivas como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de Emisora puede afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

No puede garantizarse el impacto de los controles de cambio y restricciones al traslado de capitales, ni tampoco durante cuánto tiempo permanecerá vigente, ni pudiendo preverse, si en un futuro la reglamentación cambiaria se tornará más restrictiva. Naturgy no puede garantizar que en un contexto económico donde el acceso a capitales locales se encuentre sustancialmente limitado, no se impedirá o dificultará (a) a Naturgy el pago de sus deudas denominadas en moneda extranjera y/o asumidas con

acreedores residentes fuera de la Argentina; y (b) a los tenedores de Obligaciones Negociables que sean no residentes en la Argentina, la repatriación de su inversión en las Obligaciones Negociables.

La situación patrimonial, económica, financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios y/o la capacidad de Naturgy de cumplir con sus obligaciones en general podrían verse afectadas por el establecimiento de controles cambiarios adicionales y/o de criterios de interpretación y aplicación más severos y restrictivos.

Riesgos relacionados con conflictos de índole gremial y laboral. Aumento de costos operativos

En el pasado el Gobierno Nacional promulgó leyes y sancionó reglamentos y decretos que obligaron a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y a proporcionar determinados beneficios a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores del sector público como del sector privado experimentaron una fuerte presión por parte de sus trabajadores y/u organizaciones sindicales que los nuclean para aumentar salarios y beneficios de los trabajadores. Todavía es incierto el rumbo que tomará el gobierno nacional en relación con los reclamos de las confederaciones de trabajadores relativos al aumento de salarios. Todo aumento de ese tipo podría aumentar los costos de la Sociedad y así reducir sus resultados.

Es posible que el Gobierno Nacional adopte nuevas medidas que obliguen a otorgar aumentos de sueldos y/o beneficios adicionales a los trabajadores y/o que los empleados y/o las organizaciones sindicales ejerzan presión para obtener dichos aumentos. Estos aumentos podrían tener un efecto adverso en la situación patrimonial y financiera de la Sociedad.

Asimismo, resulta importante destacar la creciente conflictividad evidenciada por distintos sectores gremiales y sindicales en distintos sectores económicos tanto públicos como privados, quienes mediante la radicalización de sus medios de protesta, generan una fuerte presión y condicionamiento para los empresarios privados, presión que en ciertos casos particulares ha derivado en fuertes enfrentamientos entre los trabajadores y empleadores. No obstante ello, la Sociedad no puede asegurar que los sindicatos y/o gremios que nuclean a los trabajadores del sector no ejerzan presión mediante medidas de fuerza que puedan causar incrementos de sus costos operativos y/o perjuicios a las operaciones de la Sociedad.

Por otra parte, debido a cambios en la interpretación de las leyes laborales por parte de los tribunales argentinos que tienden a favorecer a los empleados en Argentina, las obligaciones laborales y previsionales de las empresas hacia sus propios empleados y hacia los empleados de terceros prestadores de servicios han aumentado significativamente. Asimismo, en el caso de que un tercero prestador de servicios no cumpla debidamente sus obligaciones laborales y previsionales con respecto a sus empleados, los empleados de dicho tercero prestador de servicios podrían pretender declarar a la Emisora responsable del pago de las obligaciones laborales y previsionales incumplidas por el tercero. Debido a estos factores, los costos laborales de la Emisora podrían aumentar, lo cual también afectaría de manera adversa su situación patrimonial y financiera o los resultados de sus operaciones.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.

La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el Gobierno Argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. Argentina se ubicó en el puesto 66 de 180 países en el Índice de Percepción de la Corrupción 2019 de Transparencia Internacional y 119 de 190 en el informe “Haciendo Negocios 2019” del Banco Mundial.

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina, incluida la investigación más grande, conocida como la causa de “Los Cuadernos de las Coimas” (la “Investigación de los Cuadernos”) que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados dicha investigaciones y del tiempo que lleve concluirlas, las compañías involucradas podrían enfrentar entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Adicionalmente, la evolución de las causas para las empresas involucradas en la Investigación de los Cuadernos podría determinar la imposibilidad de prestar servicios o el establecimiento de ciertas restricciones, conforme los estándares requeridos por los clientes en sus políticas y procedimientos internos para dichas empresas. Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras. Atento a lo mencionado anteriormente, el

número de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en nuestra actividad y nuestros resultados.

Reconociendo que el hecho de no abordar estos temas podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Argentino anunció varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de sentencias penales a cambio de la cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de bienes de funcionarios procesados por hechos de corrupción, el aumento de los poderes de la Oficina Anticorrupción y la aprobación de una nueva ley de ética pública, entre otros. La capacidad del Gobierno Argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

No podemos garantizar que la implementación de estas medidas por parte del Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción, o el efecto que las Investigaciones de los Cuadernos puedan tener en la economía argentina.

La economía argentina ha sido afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados.

Los mercados financieros en la Argentina, y también la economía argentina, están influenciados por las condiciones económicas en otros mercados del mundo, incluyendo riesgos potenciales de una guerra comercial entre China y Estados Unidos y los impactos que una enfermedad pandémica como el coronavirus podría tener en otras economías y mercados del mundo. Ello podría poner en peligro la capacidad de Argentina de salir de la situación de recesión actual. Aunque las condiciones económicas varían entre los países, la reacción de los inversores acerca de los acontecimientos que ocurren en un país a veces demuestra un efecto "contagio" en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión.

Recientemente, el FMI advirtió que, como consecuencia del COVID-19, el crecimiento previsto en la economía mundial para 2020 se verá rebajado a comparación del crecimiento en la economía mundial en 2019 (opinión que también expresara la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), aunque advirtió que la magnitud de la rebaja será difícil de predecir debido a la incertidumbre que rodea a la propagación de dicha pandemia. Adicionalmente, el FMI publicó que el impacto del COVID-19 en la economía mundial, afecta tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Del lado de la oferta, debido a que esta pandemia aumenta no sólo a la morbilidad y mortalidad, sino también a los esfuerzos y las medidas tomadas por los gobiernos y las empresas, que implican la restricción de la libertad ambulatoria, mayores costos operativos debido a la reducción en la cadena de suministros y el estrechamiento del crédito. Del lado de la demanda, debido a la incertidumbre que genera la pandemia, las conductas precautorias, los esfuerzos de cuarentena y los altos costos de financiación todas las cuales reducen la posibilidad de gastar dinero.

En consecuencia, no podemos asegurar que el sistema financiero argentino y los mercados de valores no continuarán viéndose afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes, lo que podría a su vez, afectar negativamente a la economía argentina e indirectamente, nuestro negocio, condiciones financieras, el resultado de nuestras operaciones, nuestra situación financiera y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados

Con fecha 4 de septiembre de 2018, se publicó el Decreto N° 793/2018 que estableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Inicialmente este derecho de exportación no podía exceder 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según correspondiera. Posteriormente, de conformidad con el Decreto N° 37/2019 (publicado en el Boletín Oficial de fecha 14 de diciembre de 2019), se eliminaron los límites mencionados anteriormente y la Ley N° 27,541 (publicada en el Boletín Oficial de fecha 23 de diciembre de 2019), estableció una tasa 8%. A la fecha del presente Prospecto, las autoridades gubernamentales no han emitido regulaciones sobre este asunto, y la Dirección General de Aduanas continúa determinando los

aranceles de exportación de acuerdo con las tasas vigentes antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541.

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones sobre importaciones/exportaciones de esta naturaleza no serán modificados, o que no se establecerán nuevos impuestos o nuevas regulaciones sobre importaciones/exportaciones.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones

A finales de diciembre de 2019, la noticia de una neumonía de origen desconocido (un nuevo coronavirus (SARSCoV-2)) originado en la provincia Wuhan Hubei fue reportado a la Organización Mundial de la Salud, con casos pronto confirmados en múltiples provincias de China así como en otros países. El gobierno argentino y otros gobiernos alrededor del mundo implementaron diversas medidas, incluyendo el uso de cuarentenas, escaneos en los aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones de viaje, suspensiones de visas, aislamientos de alcance nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a museos y atracciones turísticas y extensión de licencias y vacaciones, entre otros. Sin embargo, el virus continúa expandiéndose globalmente y, a la fecha del presente Prospecto, ha afectado a más de 150 países y territorios alrededor del mundo, incluyendo Argentina, Uruguay, Paraguay, Brasil, Chile, toda la Unión Europea y los Estados Unidos.

Como consecuencia de la pandemia COVID-19, con fecha 19 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y sus modificatorios (el "Decreto 297/2020"), estableció el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" y el "distanciamiento social preventivo obligatorio" desde el 20 de marzo al 8 de noviembre inclusive (con posibilidad de ser prorrogado o levantado parcialmente según la actividad), con el objetivo de frenar la propagación del virus y evitar que el contagio se acelere de modo tal que sistema sanitario no lo pueda contener. Esta medida implico la obligación de todos los ciudadanos argentinos (salvo excepciones vinculadas a la industria de la alimentación y farmacéutica, fuerzas armadas y trabajadores de la salud, entre otros) de permanecer en sus hogares. Asimismo, en forma concordante, se estableció una reducción significativa del transporte público para desalentar la circulación masiva de personas y el asueto para la administración pública.

Desde la sanción del Decreto 297/2020, el Poder Ejecutivo Nacional ha dictado una serie de medidas a fin de proteger a la economía y la salud pública de Argentina. Hasta ahora, estas medidas incluyen, entre otras, controles de precios, la prohibición de despidos sin causa justificada, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor y las las suspensiones unilateralmente dispuestas por el empleador, con fundamento en fuerza mayor y en la falta o disminución de trabajo no imputable el empleador hasta el 30 de noviembre de 2020, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierre de instituciones públicas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas y extensión de vacaciones, entre muchas otras.

A su vez, el 20 de marzo de 2020, a través del Decreto de de Necesidad y Urgencia Nº 298/2020, y sus modificatorios y complementarios (el "Decreto 298"), se suspendió el curso de los plazos, dentro de los procedimientos administrativos regulados por la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549, y sus modificatorias, por el Reglamento de Procedimientos Administrativos Decreto 1759/72 - T.O. 2017, y sus modificatorios, y por otros procedimientos especiales, hasta el 8 de noviembre de 2020, inclusive. Al respecto, la CNV a través de las Resoluciones Generales Nº 840 y 847, exceptuó de la suspensión del curso de los plazos administrativos establecida por el Decreto N° 298, por el término de vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por el Decreto 297/2020, a los trámites de inspección e investigación iniciados, de oficio o por denuncia, en ejercicio de las facultades de inspección e investigación previstas en los artículos 19 y 20 de la Ley de Mercado de Capitales y a los procedimientos de supervisión extra situ que se realicen de forma conjunta con la UIF. A su vez, con fecha 26 de octubre de 2020, la CNV informó que las audiencias preliminares fijadas en procedimientos sumariales, cuya fecha se encuentre dentro del período de vigencia del Decreto 298, quedarán automáticamente suspendidas sin necesidad de una comunicación particular sobre ello.

Asimismo, a través de las Resoluciones Generales Nº 829, 832, 837, 842, 845, 846, 851 y 863 la CNV amplió los plazos para la presentación de estados financieros de las entidades sujetas a su contralor, de intrumentos de inversión y demás agentes inscriptos en el registro de la CNV.

A su vez, el Gobierno Nacional dispuso la creación del Fondo de Garantía para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa ("PYME") tendiente a facilitar el acceso al financiamiento público y privado para las PYMEs que, en virtud de la emergencia, se encuentran en dificultades para el pago de los sueldos de sus empleados, que contará con un fondo de $30 mil millones que el Gobierno Nacional transferirá al Fondo de Garantías Argentino. También se dispuso la creación del Programa para la Emergencia Financiera Provincial cuyo objetivo es sostener las finanzas provinciales y cubrir las necesidades ocasionadas por el COVID-19 y contempla una asignación de recursos por un monto total de $120 mil millones de pesos provenientes del Fondo de Aportes del Tesoro.

Con fecha 26 de agosto de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley N°27.562 (la "Ley de Moratoria Fiscal") en el marco de la Ley de Solidaridad. La de Moratoria Fiscal prevé la ampliación de la moratoria fiscal con el objeto de paliar los efectos de la pandemia COVID-19. La moratoria será aplicable para deudas vencidas hasta el 31 de julio de 2020 de personas humanas y jurídicas responsables de tributos y de recursos de la seguridad social. La Ley de Moratoria Fiscal excluye de la moratoria a sujetos (excepto MiPyMEs, entidades sin fines de lucro y pequeños contribuyentes) que posean activos financieros en el exterior y no repatrien por lo menos el 30% dentro de los 60 días desde la adhesión al régimen. Asimismo, la Ley de Moratoria Fiscal prevé, entre otras cuestiones, un descuento del 15% para quienes adhieran al régimen y efectúen el pago de deudas al contado, posibilitando el pago en hasta 48, 60, 96 o 120 cuotas, según el tipo de deuda que se regularice, a una tasa de interés fija del 2% mensual durante las seis primeras cuotas, aplicando tras ello la Tasa Badlar Privada establecida por el BCRA. En materia energética, el 19 de junio de 2020 a través del Decreto N° 543/2020 (el "Decreto 543") se prorrogó por ciento ochenta días adicionales el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal establecida por la Ley de Solidaridad por lo que los importes se mantendrán sin cambios durante 2020 mantiendo las tarifas de luz y gas natural sus valores de marzo 2019 y abril 2019, respectivamente. Para más información véase la Nota 1.2 "Marco Regulatorio" de los Estados Financieros.

A través del Decreto 543 también se amplió de tres a seis facturas impagas, consecutivas o alternas, la medida de abstención de interrupción de los servicios de electricidad, gas, agua, telefonía, internet y tv por cable cuyos vencimientos hubieran operado a partir del 1° de marzo de 2020 dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 311/2020 de fecha 24 de marzo de 2020 (el "Decreto 311").Por su parte, es de destecar que el Decreto 311 ordena a los provvedores de los servicios mencionados el s otorgamiento los usuarios planes de facilidades de pago para cancelar las deudas que se generen durante el plazo de vigencia de las medidas aquí dispuestas, conforme las pautas que establezcan los entes reguladores.

En el actual contexto el ENARGAS dictó otras normas particulares en materia de atención al público, lectura de medidores y estimación de consumos.

La Dirección de la Sociedad se encuentra monitoreando permanentemente los potenciales efectos de esta cuestión y estima, en base a la información y los efectos conocidos a la fecha, que esta situación generará un impacto adverso sobre la situación financiera de la Sociedad para los meses venideros, pero no se espera que genere efectos adversos significativos en la continuidad de las operaciones de la Sociedad. La Sociedad continuará evaluando los efectos, extensión y duración de esta cuestión, lo que dependerá de la gravedad de la emergencia sanitaria y del éxito de las medidas tomadas y que se tomen en el futuro.

En este sentido, es de destacar que la Sociedad no tiene riesgos relevantes por la existencia de cheques rechazados ni por cuestiones relacionadas por cuestiones cambiarias. Asímismo, se destaca que al comienzo del aislamiento obligatorio dictado como medida en este tiempo de COVID-19, y dado que el 50% de los clientes de la compañía pagaban de forma presencial, se observó en los primeros 15 días una disminución en los montos de recaudación. Esta situación se fue normalizando, por migración a otra forma de pago por parte del cliente y por las aperturas de las entidades bancarias.

Las medidas que el Gobierno Nacional adoptó y podría adoptar en el futuro para proteger a la población en general y combatir la enfermedad probablemente afectarán negativamente a la economía Argentina y nuestro negocio pudiendo, también Además, la suspensión general de actividades en la economía también podría afectar las condiciones financieras de algunos de nuestros clientes, lo que afectaría negativamente su capacidad de pagar los saldos de sus cuentas con la Compañía y, en consecuencia, afectaría nuestra condición financiera.

La prolongación de estas medidas y/o de cualquier medida restrictiva a que se aplique para controlar un brote de una enfermedad contagiosa, como el COVID-19, u otro desarrollo adverso de salud pública puede tener un efecto material y adverso en el negocio y aumentar el riesgo por incobrabilidad. La

gravedad del brote del coronavirus es incierta en este momento y, por lo tanto, no podemos predecir el impacto que puede tener en el mundo, en la economía argentina y en los mercados financieros y, en consecuencia, en la condición financiera, los resultados de las operaciones, el flujo de efectivo de la Compañía y el acceso a los mercados de capitales, entre otros.

A la fecha, el brote del coronavirus ha causado una disrupción social, laboral y de mercado significativa, con marcadas caídas bursátiles en los mercados tanto de Argentina como del exterior. Los efectos a largo plazo para la economía argentina y para la Emisora de epidemias y otras crisis de salud pública, como el actual coronavirus, son difíciles de analizar o predecir, y podrían incluir una caída aún mayor en los precios de los activos argentinos, riesgos a la salud y seguridad de los empleados.

Riesgos Relacionados con la Industria del gas natural que afectan a la Sociedad

Riesgo Relacionado con la Regulación de la Industria del gas natural

La industria del gas natural, a partir de la sanción de la Ley N° 24.076 y sus normas complementarias, está sujeta a reglamentación que regula asuntos tales como tarifas, ampliación de redes de distribución, transporte, tasas de retorno, calidad del servicio, inversiones y otras materias, siendo la autoridad de aplicación el "ENARGAS". A lo largo del tiempo dicha reglamentación ha sufrido numerosas modificaciones, y es posible que en el futuro existan nuevas modificaciones a la misma, las cuales podrían afectar de manera adversa a la Sociedad. A partir del dictado de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (la "Ley de Emergencia Pública") el PEN, por sí y/o a través de la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") y de la Subsecretaría de Combustibles, también ha asumido funciones de reglamentación de diversos aspectos de la operatoria del sector de gas que devienen en modificaciones al marco regulatorio existente. Sin perjuicio de que la licencia, otorgada a la Sociedad mediante el Decreto 2460/92 en los términos de la Ley N° 24.076 para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes en 30 partidos de la zona norte y oeste del denominado "Gran Buenos Aires" (la "Licencia") establece que no podrá ser modificada sin el consentimiento de la Sociedad, la sanción de la Ley de Emergencia ha modificado unilateral y significativamente la Licencia y el marco regulatorio bajo el cual opera y presta el servicio la Sociedad. Estos cambios introducidos, han sido profundizados por los Decretos 180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias (para mayor información ver "Información sobre la Emisora - Provisión de transporte y de gas. Los Decretos 180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias"). Por otra parte, y con sustento en los Decretos 180/2004 y 181/2004 antes señalados, fueron dictadas por la Secretaría de Energía las Resoluciones 752/2005, 930/2005, 2020/2005 y 275/2006, las cuales redujeron el espectro de clientes a los cuales la Sociedad debía proveer de gas natural (para mayor información ver "– Riesgos relacionados con la Sociedad - Riesgo Relacionado con desvíos ("by pass físico"), con otras Fuentes de Energía y con el Mercado Electrónico del Gas ("MEG").

Asimismo, hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin el cargo Decreto N°2067/08.

Para el ejercicio 2014 se tomaron similares medidas a las de los años anteriores con relación a este cargo y mediante Resolución ENARGAS N°2883/14 se exceptuó el pago a los usuarios de las categorías R31 y R32 de todo el país por el período de consumo comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de 2014 y se estableció, con carácter de restitución del subsidio del Estado Nacional, una bonificación del 100% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales por los consumos de los meses de junio y julio de 2014 y del 70% por los consumos de los meses de agosto y septiembre.

La operatoria derivada de la gestión de este Fondo Fiduciario ha sido compleja, y la implementación de las medidas emitidas durante el ejercicio implicaron un importante esfuerzo de la Sociedad, ya que exigió adaptaciones de los sistemas de facturación y cobro en plazos acotados, entre distintas gestiones específicas de difusión, comunicación, distribución, atención de consultas y reclamos, análisis de situaciones particulares de excepción, etc., así como, la gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional, sin que exista incremento alguno de su margen operativo.

Durante el año 2014 se mantuvo la restricción en la oferta global de gas como en los años anteriores. No obstante ello, la vigencia conjunta de: a) la Resolución SE N°172/2011, mediante la cual se aplican temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE Nº599/07

(que refleja el acuerdo entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el abastecimiento al mercado interno) hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen y b) la Resolución ENARGAS N° I 1410/2010, que establece un procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, priorizan el consumo de la demanda prioritaria de la Distribuidora a partir de una correcta asignación de volúmenes.

El 31 de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 89 mediante la que se propicia a comenzar con un proceso de normalización contractual, se establecen los volúmenes totales por prestataria y por cuenca para la atención de la demanda prioritaria, la asignación de volúmenes superiores a los establecidos por parte del Comité de Emergencia y el tratamiento a dar a los volúmenes objeto de contractualización.

El 2 de junio de 2017 el ENARGAS dictó la Resolución N° 4502 que deroga parcialmente la Resolución ENARGAS N° I 3833/2016 y, considerando la inminencia del invierno, aprueba un procedimiento para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia que actúa ante eventuales faltantes para la demanda prioritaria. Ello, sin perjuicio de promover el avance en la formalización de los contratos de aprovisionamiento de gas entre las Distribuidoras y las empresas productoras, en aras a la normalización del mercado.

Las Resoluciones ENARGAS Nº I 1410/2010, Nº I 3833/2016 y N° I 4502/2017 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda adicionalmente a los contratos celebrados a la fecha.

Habida cuenta la finalización del período de prórroga de la Ley de Emergencia establecido en la Ley N° 27.200 en virtud de la cual el gobierno ha intervenido en la fijación de los precios de gas para la demanda, el MINEM promovió el establecimiento de Bases y Condiciones con pautas básicas para asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y, consecuentemente, el suministro a los consumidores finales. Las Bases y Condiciones fueron suscriptas por los principales productores y distribuidoras en el mes de noviembre de 2017 y contienen el compromiso de volúmenes y precios y de alcanzar acuerdos de suministro correspondientes a los años 2018 y 2019 antes del 22 de diciembre de 2017 y del 31 de octubre de 2018.

La Sociedad suscribió oportunamente y en este marco los acuerdos para abastecer su demanda prioritaria promedio con los principales productores, los que permanecieron vigentes hasta marzo 2019. Desde la Secretaría del Gobierno de Energía se ha impulsado un mecanismo de subasta en el ámbito del MEGSA para la provisión de gas a partir de abril 2019.

Mediante la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley Nº 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas facultades, entre las que podemos mencionar, la intervención del ENARGAS por el término de un año.

En ejercicio de estas facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 278/2020 (BO 17/3/20), por intermedio del cual, se suspendió las funciones de los miembros designados del Directorio del ENARGAS en sus cargos, sin goce de sueldo, y se designó el interventor del ENARGAS quien deberá -entre otras cosas- iniciar un procedimiento de revisión de los concursos de los miembros del directorio del ENARGAS.

Riesgo Relacionado con la Renegociación de la Licencia y RTI

A través del otorgamiento de la Licencia a la Sociedad, quedaron determinados los distintos aspectos del servicio público de distribución de gas natural que debe brindar la Sociedad (incluyendo, entre otros, la calidad del servicio y las inversiones requeridas) y las tarifas que podía cobrar la Sociedad por la distribución de gas natural. Las tarifas de distribución se calculaban en dólares, se expresaban en pesos y estaban sujetas a ajustes periódicos y de tratamiento preestablecido, a ajustes de tratamiento a preestablecer y a ajustes no recurrentes. Entre los primeros se destacaban el ajuste por el índice PPI de Estados Unidos, ajustes por variaciones en el precio del gas y en el costo del transporte, entre los segundos la revisión quinquenal de tarifas por parte del ENARGAS y, entre los terceros el ajuste por cambios en los impuestos, basado en circunstancias objetivas y justificadas (art. 46 Ley N°24.076) (para mayor información sobre este tema, *ver "Información Sobre la Emisora – Descripción del Negocio – Tarifas*" y "*Información Contable – Procesos Judiciales y Administrativos - Ajuste semestral de tarifa por PPI*"). Entre los de tratamiento periódico a preestablecer se contemplaba la realización de revisiones tarifarias cada cinco años,

realizándose la primera revisión quinquenal de tarifas en el año 1997, entrando en vigencia el 1° de enero de 1998. La segunda revisión de tarifas debía entrar en vigencia el 1° de enero de 2003. Para ello, el ENARGAS había elaborado un cronograma que iniciaba a principios del año 2000 y finalizaba a mediados de 2002, con la publicación del nuevo cuadro tarifario.

El 6 de enero de 2002, el PEN promulgó la Ley de Emergencia Pública (Ley N° 25.561), norma que posteriormente fue complementada con otras leyes, diversos decretos y reglamentaciones emitidas por distintos organismos gubernamentales. Este conjunto normativo ha implicado para Naturgy un cambio sustancial en los términos de su relación con el Estado Nacional, sus clientes y sus proveedores, al haberse derogado la convertibilidad del Peso con el Dólar, modificando el régimen de retribución tarifaria previsto en la Ley N° 24.076 y sus normas complementarias a través de la "pesificación" de las tarifas que estaban pactadas en dólares estadounidenses y prohibido el ajuste basado en el PPI de los Estados Unidos de Norteamérica, y cualquier otro mecanismo indexatorio, entre otras medidas. Como se dijera, la referida Ley de Emergencia implicó una modificación unilateral de la Licencia otorgada oportunamente a la Sociedad por el Estado Nacional.

La Ley N°25.561 también previó la renegociación a cargo del PEN de los contratos de obras y/o servicios públicos, lo que incluía la licencia de Naturgy.

A partir de la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 30 de junio de 2005 se delegó facultades en el Directorio de la misma para la firma de los acuerdos necesarios con el Estado Nacional, por lo que el Presidente del Directorio de la Sociedad, en línea con las pautas aprobadas por los accionistas, conformó con la UNIREN el 20 de julio de 2005 los términos del Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el "Acta Acuerdo"), la cual en líneas generales dispuso la fijación de un régimen tarifario de transición, con un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 - no superior al 15% en promedio de la tarifa final -, ello solo aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006; la fijación de un sistema de revisión tarifaria que contemple la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio; un aumento promedio del 2 % sobre la actual tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, el cual solo resultaría aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 después del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo; la realización de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, las cuales no podrían ser inferiores a las que resulten de los incrementos otorgados por el Acta Acuerdo y respetando las pautas previstas en el Título I Capítulo IX de la Ley N° 24.076; la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de gas natural, cuyo costo deberá ser soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad.

El Acta Acuerdo previó además la suspensión de las acciones legales contra el Estado Nacional por parte de sus accionistas y sujeto a la convocatoria por parte del PEN a la respectiva Audiencia Pública prevista en el proceso de RTI.

Además, en línea con ello, dentro de los 10 días siguientes a la publicación del cuadro tarifario resultante de la RTI la Sociedad debía acreditar: (i) el desistimiento de los derechos y acciones entabladas o que le pudiera corresponder contra el Estado Nacional, motivadas por la suspensión del ajuste del PPI y los efectos sobre la Sociedad desde la Ley de Emergencia Pública y sus normas reglamentarias y complementarias; (ii) la adopción de similares medidas por parte de accionistas que representen al menos el 94% de su capital social, todo bajo apercibimiento de rescisión de la Licencia.

El 15 de septiembre de 2005, en cumplimiento de los requerimientos previstos en el Acta Acuerdo, se realizó una Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, en la que los Accionistas resolvieron aprobar y ratificar plenamente el Acta Acuerdo.

El 10 de abril de 2006, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 385/2006 mediante el cual el PEN ratificó el Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural y su Adenda, documentos acordados oportunamente por la Sociedad y la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos en el marco del art. 9° de la Ley de Emergencia Pública y sus normas complementarias y reglamentarias.

Consecuentemente con ello el 12 de abril de 2006 la Sociedad presentó al ENARGAS los cuadros tarifarios respectivos y a partir de allí, realizó continuas y reiteradas gestiones ante el Regulador y demás

autoridades competentes a los fines de la implementación de los cuadros tarifarios y con el objeto de lograr el impulso del proceso de RTI.

Con fecha 9 de abril de 2007 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución del ENARGAS Nº 3.729/2007, en la que se indican los cuadros tarifarios luego del Acta Acuerdo firmada entre la Sociedad y el Gobierno Nacional. Asimismo se determinó: (i) la instrumentación del recupero de las sumas devengadas por el período comprendido entre noviembre 2005 y diciembre 2006 en 55 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de julio de 2007, para todos los clientes, excepto los residenciales y GNC, (ii) la instrumentación del recupero de las sumas devengadas por el período comprendido entre enero y marzo de 2007 en 3 cuotas iguales y consecutivas, a partir de abril de 2007, para todos los clientes, excepto los residenciales y GNC, y (iii) la instrumentación del recupero de las sumas devengadas por el período comprendido entre noviembre 2005 y marzo 2007 en 55 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de enero de 2008, para los clientes residenciales.

Previamente el 3 de abril de 2007 la Secretaría de Energía emitió la Nota Nº 326/2007 indicando que las variaciones de la tarifa de distribución previstas en la cláusula 4º del Acta Acuerdo serán de aplicación para los clientes GNC a partir de la entrada en vigencia de las tarifas resultantes del proceso de RTI dispuesto en la cláusula 11º del Acta precitada, en virtud del Convenio firmado el día 27 de diciembre de 2006 por los representantes del PEN, la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina, la Federación Empresarios de Combustibles de la República Argentina y la Cámara de Expendedores de Gas Natural Comprimido con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007 (Convenio GNC). En dicha nota se especificaba que los créditos acumulados a favor de la Sociedad resultarán de multiplicar la diferencia existente entre los cuadros tarifarios de la misma vigentes en ese momento y los resultantes de aplicar los ajustes previstos en el Acta Acuerdo, que comprendían los consumos devengados en el período 1º de noviembre de 2005 a 31 de diciembre de 2007. La Sociedad registró en forma estimada los créditos correspondientes a los consumos devengados por los clientes GNC, los cuales fueron regularizados cuando el ENARGAS emitió el nuevo cuadro tarifario.

Con fecha 10 de octubre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución NºI/445 que aprobó el cuadro tarifario y el de tasas y cargos resultantes de la aplicación de distintas prescripciones del Acta Acuerdo, con vigencia desde el 1° de septiembre de 2008 para todos los mercados excepto el del GNC que rige a partir del 1° de octubre de 2008 y que contempla la incidencia del IVC y el recupero de las sumas adeudadas por este concepto desde octubre de 2007, reconociendo en sus considerandos el crédito por no haberse aplicado oportunamente los incrementos acordados a otros segmentos tarifarios/categoría de clientes, desde enero 2006. Asimismo, en esta Resolución se ha considerado la incidencia de las medidas dispuestas por el ENARGAS en la mencionada Resolución Nº 3.729/2007 y en caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario acordado y las sumas adeudadas, que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas, la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI.

Adicionalmente, con fecha 3 de noviembre de 2008, la Sociedad solicitó al ENARGAS los incrementos tarifarios generados por aplicación de la cláusula 4° del Acta Acuerdo (Índice General de Variación de Costos) por los períodos 1° de octubre de 2007 al 30 de marzo de 2008 y del 1° de abril al 30 de septiembre de 2008.

Asimismo, con fecha 13 de noviembre de 2009, la Sociedad solicitó al ENARGAS los incrementos tarifarios generados por aplicación de la citada cláusula 4° del Acta Acuerdo por el período 1° de octubre de 2008 al 31 de marzo de 2009. En dicha presentación se instó nuevamente al dictado por parte del ENARGAS de la resolución por el ajuste tarifario del período indicado en el párrafo precedente.

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado distintas gestiones ante el ENARGAS y ante las autoridades competentes para el reconocimiento de las variaciones de costos por los periodos referidos y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas.

En el contexto de demora en la aplicación de lo previsto en el Acta Acuerdo, y en el marco de la cláusula 4 de dicha Acta, en el mes de diciembre de 2012 el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que autoriza a aplicar montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas, creando un fideicomiso denominado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes” (FOCEGAS) a fin de poder llevar adelante una serie de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas en el ámbito de su área de Licencia. Los importes percibidos por Naturgy con motivo

de este mecanismo son considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la mencionada cláusula cuarta del Acta Acuerdo.

En abril de 2014, y en el esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos suficientes que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos, el mantenimiento de la cadena de pagos y la apropiada prestación del servicio y en función de los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril, 1 de junio y 1 de agosto de 2014. Los importes percibidos por Naturgy por la aplicación de estos cuadros tarifarios son también considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la mencionada cláusula cuarta del Acta Acuerdo.

Cabe destacar que dichos cuadros tarifarios solo aplican para los clientes residenciales y servicio general P (pequeños comerciales), en tanto que los clientes P3 (pymes), grandes usuarios y estaciones de GNC no tienen incremento en sus tarifas de distribución desde 2008.

Los antes mencionados cuadros tarifarios contenían un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución, siendo el ajuste del valor gas muy superior. En materia de transporte de gas, el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de mayo de 2015 en el marco de la aplicación de las disposiciones contenidas en los Acuerdos Transitorios suscriptos entre TGS y TGN con la UNIREN que fueron trasladados a las tarifas de distribución conforme las Reglas Básicas de la Licencia, en el caso de Naturgy mediante la Resolución N° I 3350.

Dada la situación económica financiera de la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados, de la conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Naturgy -al igual que el resto de las Licenciatarias- se realizaron distintas presentaciones tanto al ENARGAS, como a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería, planteando nuevamente la compleja situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y mantenimiento de la cadena de pagos.

En este contexto, en marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N°28/2016, estableció nuevos precios para el gas natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte, con vigencia a partir del 1° de abril de 2016 y una Tarifa Social" para aquellos usuarios que justifiquen una menor capacidad de pago y se vean imposibilitados de abonar los cuadros tarifarios finales, consistente en una bonificación del 100% del precio de gas natural incluido en la tarifa.

Asimismo, con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la Resolución. También instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición, a exigir el cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias y a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la Tarifa Social.

El 4 de abril de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución Nº 3725/2016 que aprobó los nuevos cuadros tarifarios para vigentes a partir del 1° de abril de 2016, que contemplan la ejecución de los Planes de Inversiones Obligatorias y la prohibición de distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan.

Las nuevas tarifas dispuestas a partir de las Resoluciones del MINEM N° 28/2016, 31/2016 y del ENARGAS N° 3725/2016 fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales en distintas jurisdicciones del país que determinaron inicialmente medidas cautelares particulares suspendiendo su aplicación.

A raíz de los referidos planteos, el Gobierno Nacional en conjunto con los Gobiernos Provinciales evaluaron la situación, considerando que como consecuencia del pronunciado retraso en los precios de gas en boca de pozo, en determinados casos las nuevas tarifas resultaron en un incremento significativo del monto de las facturas, especialmente en jurisdicciones en las que el precio del gas no se actualizaba desde el año 2008 debido a diversas medidas judiciales. En este contexto, el Ministerio de Energía y Minería dictó

la Resolución N° 99 de fecha 6 de junio del 2016 en la que dispuso un límite al incremento tarifario para los usuarios residenciales y comerciales del servicio General P servicio completo, a ser aplicados como un descuento sobre los precios del gas. Posteriormente habida cuenta la profusión de medidas judiciales con resultados dispares y la afectación de la aplicabilidad del régimen de tarifa social para proteger a los sectores más vulnerables de la población, el Ministerio estableció nuevos topes de incremento a través de la Resolución N° 129/2016 a fin de que los montos a abonar por los usuarios residenciales y los del Servicio General P con servicio completo no superen en más de un 400% y un 500%, respectivamente, el monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior. También se instruyó al ENARGAS a concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y convocar a la audiencia pública antes del 31 de octubre de 2016.

En el mes de julio la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte. N° 8399/2016), declaró la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayendo la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas. Así, este tribunal se instituía en rector de todas las causas conexas iniciadas por este tema, a partir de la directiva de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en materia de Amparos, generando la acumulación en su seno, de buena parte de las acciones y cautelares iniciadas en todo el país, que se regirían por la doctrina del caso "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo".

Los planteos del Estado Nacional ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, no impidieron – por resolución expresa del citado tribunal de alzada – que la decisión debiera cumplirse, impidiendo a las Licenciatarias la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res. Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Toda esta situación generó una severa afectación económico-financiera a la Sociedad y consecuentemente en la cadena de pagos, considerando que la demanda de gas natural es esencialmente residencial.

Finalmente, el 18 de agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó sentencia definitiva en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" confirmando parcialmente la sentencia apelada en tanto declaraba la nulidad de las Resoluciones MINEM N° 28/16 y N° 31/16 solo para los usuarios residenciales. La sentencia también refirió a la vigencia de la tarifa social y a la necesidad de convocar audiencia pública para el tratamiento de la adecuación tarifaria transitoria de los servicios públicos de transporte y distribución y las variaciones del precio del gas, hasta que el precio se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta.

A raíz de lo anterior el ENARGAS convocó la referida audiencia, que se concretó el día 16 de septiembre, con amplia participación de usuarios e interesados a nivel país.

Oídas las posiciones de la audiencia, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 212/16 en la que se determinaron los nuevos precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte e instruyó la fijación de los cuadros correspondientes a la tarifa Social.

A su vez mediante Resolución N° 4046 el ENARGAS dictó los nuevos cuadros tarifarios vigentes a partir del 7 de octubre de 2016 que contienen un margen para la Distribuidora equivalente al que fuera aprobado por la impugnada Resolución ENARGAS N° 3725/16 y contemplan un tope máximo de incremento del monto total de las facturas respecto al de igual período de facturación del año anterior diferencial por categoría de usuarios residenciales y comerciales aplicable siempre que el monto total de la factura supere $250. Las bonificaciones se aplican sobre los precios de aprovisionamiento de gas.

Asimismo, la citada Resolución ENARGAS N° 4046 ratifica el plan de inversiones y mantiene la exigencia de instrumentar el cobro de la factura bimestral en dos cuotas mensuales.

Ante la importante afectación económica derivada de la postergación de la aplicación de las tarifas de transición del 1º de abril de 2016 al 7 de octubre de 2016, mediante Resolución N° 312 de fecha 28 de diciembre de 2016 el Ministerio de Energía y Minería aprobó una nueva asistencia económica a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural a efectos de solventar las inversiones obligatorias oportunamente establecidas y el pago a los productores. El importe asignado a Naturgy fue de $594.400.000, inferior al requerido y no permite cubrir el déficit generado por la no aplicación de las tarifas de abril del 2016 a octubre 2016, habiéndose solicitado al ENARGAS el complemento. A la fecha la

Distribuidora presentó la declaración jurada correspondiente conforme la solicitud del ENARGAS y continúa las gestiones administrativas para lograr el desembolso de los fondos. La asistencia contempla la prohibición de distribuir dividendos sin la previa acreditación del cumplimiento del plan de inversiones y autorización del ENARGAS.

En cuanto al proceso de Revisión Tarifaria Integral, la Licenciataria respondió oportunamente todos los requerimientos de información efectuados por el ENARGAS y dio cuenta permanentemente de la necesidad de normalizar la gestión luego de continuados años de limitación tarifaria, fuerte contracción de costos y endeudamiento para permitir la operación del servicio. El 7 de diciembre se realizó la audiencia pública en la cual la Sociedad presentó su propuesta tarifaria, tendiente a simplificar la compleja estructura actual, su proyección de gastos y un importante plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, condicionado a la aprobación de un régimen tarifario que permita normalizar la prestación luego de un período de transición de más de diez años y retornar a un sendero de tarifas justas y razonables conforme lo previsto en el Marco Regulatorio de la actividad.

El 31 de marzo de 2017 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 4354 con los cuadros tarifarios resultantes de la RTI y el correspondiente al primer escalón de la segmentación de dicho ajuste. En efecto, en línea con la instrucción recibida por el Ministerio de Energía y Minería en torno a la implementación gradual y progresiva del incremento tarifario, se establece una aplicación escalonada conforme la siguiente progresión: 30% a partir del 1 de abril de 2017, 40 % a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30 % restante a partir del 1 de abril de 2018.

Los cuadros tarifarios reflejan los nuevos precios de gas establecidos en la Resolución MINEM N° 74/2017 y las tarifas de transporte aprobadas en el ámbito del proceso de renegociación de las Licencias de transporte.

Adicionalmente, en la Resolución ENARGAS 4354/2017 también se aprueba el plan de Inversiones Obligatorias de la Compañía para el quinquenio 2017-2021, con la respectiva metodología de control físico y financiero.

Adicionalmente, la Resolución establece la metodología de adecuación semestral de la tarifa, conforme lo previsto en el Acta Acuerdo. A este fin se aplicará la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM)-Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

De conformidad con lo establecido en la Resolución Nº4354/17 la Sociedad requirió oportunamente el ajuste tarifario correspondiente al mes de abril de 2018, que incluye la adecuación semestral de tarifas por variación del Índice de Precios Internos al Por Mayor (“IPIM”), el último escalón de la RTI y la compensación económica por el escalonamiento.

A efectos de tratar la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral y la aplicación del traslado del precio del gas comprado, el ENARGAS convocó previamente a la audiencia pública N° 94.

El 27 de marzo de 2018 mediante la Resolución ENARGAS N° 301/2018 se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios y de tasas y cargos por servicios adicionales vigentes a partir del 1° de abril, en línea con la presentación de la Sociedad.

Conforme lo dispuesto en la citada Resolución se mantienen los límites establecidos en la Resolución MINEM 212/2018, la aplicación de la tarifa social y las bonificaciones por ahorro de consumo de acuerdo a los dispuesto en las Resoluciones MINEM N° 474/17 y ENARGAS N° 132/17. Con fecha 22 de mayo, mediante la Resolución N° 218/18 el MINEM dispuso suspender los criterios de bonificación por bloques de consumo establecidos en la Resolución MINEM N° 474/17 y aplicar a los consumos de los meses de mayo y junio una bonificación del 100% del precio del gas.

Luego de la firma de los Acuerdos, el Cuadro Tarifario establecido por la Resolución N° 122/17 del ENARGAS, con vigencia desde diciembre de 2017, contemplaba un tipo de cambio de $ 18,33. Con posterioridad, mediante la Resolución N° 301/18, el ENARGAS aprobó un nuevo Cuadro Tarifario, para el periodo abril - septiembre de 2018, considerando un tipo de cambio de $ 20,345 para el traslado a tarifa de los costos de adquisición de gas.

Durante los meses de abril y mayo, la economía argentina presento una serie de cambios en las condiciones macroeconómicas que provocaron una brusca variación en la paridad entre el peso argentino y el dólar estadounidense, lo que alteró las circunstancias económicas tenidas en cuenta en las Bases y Condiciones y plasmadas en los Acuerdos con productores. Este incremento en el tipo de cambio (no

reconocido en el Cuadro Tarifario vigente) implica tener que abonar a los productores un precio del gas que supera en torno al 40% el precio que la Sociedad puede trasladar a tarifa.

Ante esta coyuntura, la Sociedad: (i) abonó las facturas de provisión de gas del primer trimestre del año conforme al tipo de cambio previsto en los Acuerdos, con las reservas del caso; (ii) informó al ENARGAS y al MINEM la situación sobreviniente, y la afectación de los acuerdos derivada de la situación descripta; (iii) inició conversaciones con los productores para renegociar los términos de los acuerdo; y (iv) comenzó a abonar el gas inyectado desde el mes de abril al tipo de cambio que le es reconocido por el ENARGAS en el Cuadro Tarifario vigente.

La postura adoptada por la Sociedad tiene por finalidad 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.

Los productores rechazaron dicho criterio de pago por parte de la Sociedad y, en consecuencia, reclamaron formalmente los saldos considerados impagos.

Por otro lado, el Ministerio de Energía ha comunicado que ante la eventualidad de no trasladarse a la tarifa final las variaciones en el precio del gas comprado, arbitrará los mecanismos necesarios para garantizar la observancia de las previsiones y los principios normativos aplicables a los distribuidores, a efectos de eliminar el impacto que puedan producir los mayores precios del gas no contemplados en las tarifas, conforme a lo previsto en el Marco Regulatorio aprobado por la Ley 24.076.

Por otro lado, en el marco del ajuste tarifario a partir de octubre de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía (ex MINEM) dictó la Resolución N° 20 del 4 de octubre de 2018, mediante la cual dispuso en forma transitoria y extraordinaria, que las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas desde el 1° de abril hasta el 30 de septiembre de 2018, debían ser recuperadas en un esquema de 24 cuotas a partir de 1º de enero de 2019 el cual debía ser instruido por el ENARGAS.

Esta medida fue dejada sin efecto mediante la Resolución N° 41 del 12 de octubre de 2018 de la misma Secretaría de Gobierno de Energía.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, mediante el Decreto N° 1053/2018 que modifica el Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2018, el Estado Nacional asume, con carácter excepcional el pago de las diferencias diarias acumuladas 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 1º 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.

El Decreto establece que el ENARGAS determinará, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto Nº 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada distribuidora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas referidas en el párrafo anterior.

El monto neto resultante se transferirá a cada distribuidora en treinta cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado -tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo, “pizarra”-.

Una vez percibida cada cuota, las distribuidoras realizarán inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados y los informarán y acreditarán mensualmente ante el ENARGAS.

Finalmente, el Decreto dispone que a partir del 1º de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Ante este nuevo escenario, la Direccion de Naturgy y sus asesores legales consideran que la Sociedad no asumirá obligación alguna con los productores hasta tanto el Estado Nacional le entregue los fondos por las Diferencias de cambio.

Al 30 de junio de 2020, 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Sociedad no ha registrado ningún pasivo por las diferencias de cambio acumuladas e impagas, las que ascienden a $4.152,4 millones en moneda del 31 de diciembre de 2019.

En diciembre del 2019, mediante la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva ("Ley de Emergencia Nº 27.541"), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*".

En ese contexto, el Congreso facultó al Poder Ejecutivo Nacional -entre otras cosas- a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley 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. Este plazo fue prorrogado por otros 180 días por el Decreto Necesidad y Urgencia N° 543/2020.

En el marco de la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 278/2020 (BO 17/3/20), por intermedio del cual dispuso la intervención del ENARGAS quien deberá -entre otras cosas- realizar una auditoría y "revisión" técnica, jurídica y económica que evalué los aspectos regulados por la Ley 27.541 en materia energética (art. 5).

La Sociedad no puede garantizar que una eventual RTI y su conclusión del proceso de renegociación de la Licencia no tendrán un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Limitación de Trasladar Aumentos en el Precio del Gas Natural a las Tarifas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas y del transporte a las tarifas finales a los usuarios en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art. 37 inc.5 del Decreto N° 1.738/1992)

Desde el 1º de enero de 1994 el precio del gas vendido en el punto de ingreso al sistema de transporte ha sido desregulado y, desde entonces, el precio del gas natural que compra la Sociedad se ha incrementado. Aunque las tarifas de venta de gas incluyen un componente para reembolsar a las empresas de distribución el costo del gas natural suministrado a los usuarios, las mismas no pueden trasladar a estos últimos un aumento en el costo del gas natural sin la autorización previa del ENARGAS. El ENARGAS, en ciertas ocasiones, no ha aceptado los pedidos realizados por la Sociedad de trasladar plenamente a los usuarios los incrementos en el costo del gas natural, decisiones que en algunos casos han sido recurridas administrativa y judicialmente. Para mayor información, ver "*Información Contable – Procesos Judiciales y Administrativos – Traslado a tarifas del costo del gas*".

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFI y SP Nº208, el ENARGAS dictó la Resolución N°3.009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004.

Posteriormente, a través de la Resolución N° 3.096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de gas natural para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural. Esta resolución fue recurrida por Naturgy en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución. Mediante las Resoluciones N° 3205/2005 y Nº 3232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de gas natural correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas

para los clientes residenciales. En la Resolución N° 3461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo.

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión del segmento residencial, P1 y P2.

Mediante la Resolución SE N°599 del 13 de junio de 2008, se homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007 a 2011. Posteriormente, la Resolución SE N° 1070/2008 ratificó el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural de fecha 19 de septiembre de 2008, mediante el cual se dispusieron incrementos en el precio de gas natural a las distintas categorías de usuarios a trasladar en su justa incidencia en las tarifas finales de los usuarios.

A través de la Resolución ENARGAS Nº I/445, de fecha 10 de octubre de 2008, se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución SE N°1070 la cual, tomando como base la nueva segmentación del mercado residencial vigente a partir del dictado de la Resolución ENARGAS N°409, fijó nuevos precios para las categorías $R2_3$, $R3_1$, $R3_2$, $R3_3$, $R3_4$, SGP1, SGP2, SGP3 (no alcanzados por lo dispuesto en la Resolución SE N°752/05 y complementarias) y GNC. Este nuevo esquema de precios fue reflejado en tarifas finales a usuarios de gas natural a través del dictado de las Resoluciones ENARGAS N° 445 y N° 466, vigentes a partir del 1° de septiembre de 2008. Finalmente, en el mismo marco de actuación, con fecha 16 de diciembre de 2008 y con el objeto de equilibrar los aportes que los productores de gas natural deben realizar, la Secretaría de Energía fijó nuevos precios a aplicar a las categorías $R3_1$, $R3_2$, $R3_3$ y $R3_4$ mediante el dictado de la Resolución SE N°1417. Los nuevos precios del gas natural fueron reflejados por el ENARGAS mediante la sanción de la Resolución ENARGAS N° 577 que define nuevas tarifas a usuarios finales con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2008. Toda esta normativa establece que sólo podrán facturar los nuevos precios del gas, aquellos productores que hayan suscripto el Acuerdo homologado por la Resolución SE N°1070/08. Los incrementos en los precios del gas alcanzan a todas las Licenciatarias de Distribución. Si bien el acuerdo alcanzado por la Resolución N° 1070/08 de la Secretaría de Energía finalizaba el 31 de diciembre de 2009, el mismo fue prorrogado por un año.

Si bien, a partir del dictado de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004 y de la celebración de un acuerdo de normalización de precios y volúmenes de gas natural entre la Secretaría de Energía y los productores de gas natural, homologado por la Resolución N° 208/2004 del Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios y el nuevo acuerdo de abastecimiento al mercado interno vigente a partir de la entrada en vigencia de la Resolución SE N° 599/2007, pareciera que no hay sustento suficiente para que el ENARGAS no autorice el traslado de los aumentos de precio del gas natural a las tarifas, no puede asegurarse que en el futuro el ENARGAS no asumirá una posición semejante ni que, si se apelase cualquiera de las decisiones del ENARGAS ante los tribunales, el fallo resulte favorable a la Sociedad. En cualquiera de dichos casos, si ante la imposibilidad de realizar los traslados a sus clientes, la Sociedad optase por no pagar a los productores de gas el precio de gas en la proporción de su aumento, no puede garantizarse que estos últimos no efectuarán los reclamos correspondientes.

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que "…el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper…" con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado.

Con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, el 28 de marzo de 2016, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Naturgy en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016.

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34 que derogó la normativa que impedía a las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes adquirir gas natural para proveer a estaciones de carga de GNC y estableció los precios del gas natural para este mercado.

El ENARGAS dictó en consecuencia la Resolución N° 3766 con los cuadros tarifarios para los servicios de venta GNC firme e interrumpible vigentes a partir del 1º de mayo de 2016. Adicionalmente, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 80/2017 se dispuso que a partir del 1° de mayo de 2017 las estaciones de carga de GNC puedan optar por adquirir el servicio completo de las distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores. El ENARGAS dictó con fecha 28 de abril de 2017 la Resolución N° 4407 mediante la cual reglamentó las cuestiones operativas inherentes a la Resolución MINEM N° 80/2017 y dispuso que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses.

En general, la totalidad de las estaciones de GNC optaron por la provisión directa de parte de un productor o comercializador. Esta medida no afecta el margen de la Distribuidora.

Como se ha señalado anteriormente, la Resolución N° 28/2016 mereció los cuestionamientos judiciales y decisión de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "CEPIS", reseñados en el punto anterior.

Luego, transcurrida la audiencia pública para considerar el traslado a tarifas de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y las tarifas transitorias de transporte y distribución, y analizadas las presentaciones, el Ministerio de Energía y Minería dictó la referida Resolución N° 212/2016. Los precios del gas en boca de pozo, establecidos por dicha resolución, implican un plan de reducción gradual y escalonada de subsidios, tanto para los usuarios residenciales como los de Servicio General P1, P2, P3 y GNC, progresiva durante los próximos tres años, a partir del mes de octubre de 2016 hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019.

En línea con lo indicado en el párrafo anterior, el 30 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la resolución 74-E/2017 mediante la cual se establecieron, con vigencia 1° de abril de 2017, los nuevos precios en el PIST para el gas natural. Dichos precios fueron reflejados por el ENARGAS en las tarifas finales a usuarios establecidas mediante Resolución ENARGAS N° I 4354 del 30 de marzo de 2017.

Mediante Resolución N° 474 E/17, el MINEM determinó los nuevos precios de gas con vigencia a partir del 1º de diciembre de 2017 que reflejan el sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios. La citada Resolución varía el esquema de tarifa social y bonificación por ahorro de consumo con el objetivo de lograr un suministro energético equitativo y federal. En el primer caso se constituye un bloque base con una bonificación del 100% del precio del gas, equivalente al umbral superior de consumo de la categoría R1, un segundo bloque por el mismo volumen que el anterior, con bonificación del 75% y el gas adicional a tarifa plena. En materia de ahorro, se establece una bonificación del 10% en el precio del gas a los usuarios que registren ahorro superior al 20% con respecto al mismo período de consumo del año 2015. La Resolución ENARGAS N° 122/2017 refleja los nuevos precios en PIST incluidos en las tarifas finales a usuarios derivados de la Resolución MINEM N°474/2017.

De acuerdo a lo establecido en la Resolución MINEM N° 508 a partir del 1º de enero de 2018, los precios del gas natural serán los que surjan de los contratos libremente pactados entre productores y distribuidoras los que de conformidad con lo establecido en el artículo 38 de la Ley N° 24.076, serán transferidos a las tarifas de distribución de gas natural. En lo referente a las difrencias de cambio generadas por el costo de compra del gas natural, aun no trasladadas a los clientes de la Sociedad, véase "*Riesgo relacionado con la renegociacion de la Licencia y RTI*" del presente Prospecto.

En consecuencia los beneficios correspondientes a la Tarifa Social, las bonificaciones por ahorro, los límites en el incremento de las facturas y el sendero de precios establecido para el GNNC ("Gas Natural No Contabilizado"), serán compensados por el Estado Nacional a las Distribuidoras, en función a lo determinado por la Resolución MINEM N° 508 que establece un Mecanismo de Compensación 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 y garantizar la continuidad de la prestación de dicho servicio público. Conforme lo previsto el Mecanismo de Compensación se aplicará hasta que los beneficios puedan ser reemplazados por un mecanismo que permita el pago directo a sus beneficiarios.

De conformidad con lo establecido en la Resolución Nº4354/17 la Sociedad requirió oportunamente el ajuste tarifario correspondiente al mes de abril de 2018, que incluye la adecuación

semestral de tarifas por variación del Índice de Precios Internos al Por Mayor ("IPIM"), el último escalón de la RTI y la compensación económica por el escalonamiento.

A efectos de tratar la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral y la aplicación del traslado del precio del gas comprado, el ENARGAS convocó previamente a la audiencia pública N° 94.

El 27 de marzo de 2018 mediante la Resolución ENARGAS N° 301/2018 se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios y de tasas y cargos por servicios adicionales vigentes a partir del 1° de abril, en línea con la presentación de la Sociedad.

Conforme lo dispuesto en la citada Resolución se mantuvieron los límites establecidos en la Resolución MINEM 212/2018, la aplicación de la tarifa social y las bonificaciones por ahorro de consumo de acuerdo a los dispuesto en las Resoluciones MINEM N° 474/17 y ENARGAS N° 132/17. Con fecha 22 de mayo, mediante la Resolución N° 218/18 el MINEM dispuso suspender los criterios de bonificación por bloques de consumo establecidos en la Resolución MINEM N° 474/17 y aplicar a los consumos de los meses de mayo y junio una bonificación del 100% del precio del gas.

La Secretaría de Gobierno de Energía estableció en la Resolución N° 148/19 una bonificación del precio del gas del 27 % para los consumos del mes de abril y del 12 % para los consumos del mes de mayo 2019 a cargo de proveedores con ulterior compensación del Estado Nacional y posteriormente, a fin de amortiguar el impacto en las economías familiares de los mayores consumos invernales, en la Resolución Nº 336/19 resolvió aplicar con carácter excepcional un diferimiento de pago del 22% de las facturas de usuarios residenciales emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, a recuperar a partir de las facturas emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco períodos mensuales, iguales y consecutivos, financiado por los tres segmentos de la cadena (Resolución 336/19).

Ambas medidas de tipo social han tenido impacto en las cuentas de la Distribuidora; en el primer caso por la aplicación por parte del ENARGAS de un criterio restrictivo que deja afuera del cómputo de la bonificación volúmenes comprados para la demanda residencial y en el segundo, porque la tasa de interés compensatorio reconocida en la norma se encuentra muy alejada de las tasas de mercado.

Recientemente el ENARGAS mediante Resolución N° 27 del 23 de abril de 2020, resolvió derogar la Resolución ENARGAS Nº 72/2019 que establecía una "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas" por entender que imposibilitaba al ENARGAS realizar un juicio de razonabilidad en cada caso particular sobre la formación contractual del precio incorporado a la tarifa. Esta decisión según lo indicado por el Interventor forma parte del proceso de revisión de lo actuado que surge de la Ley N° 27.541 y del Decreto Nº 278/20.

La Sociedad no puede garantizar que la limitación de trasladar aumentos en el precio del gas natural a las tarifas no tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con el Suministro de gas

A partir del dictado de la Resolución SE N° 599/2007, con fecha 14 de junio de 2007, el suministro de gas a la Sociedad se ha atomizado en 21 productores. Dentro de este esquema, YPF suministra a la Sociedad, aproximadamente el 52% del gas natural comprometido por los productores en el Acuerdo con las Autoridades. Ahora bien, los volúmenes asignados por la Secretaría de Energía a Naturgy y a las distribuidoras en general, calculados sobre la base de los consumos del año 2006 (año determinado como cálido, climatológicamente) no resultan suficientes para satisfacer la demanda prioritaria sobre la que aún se tiene la obligación de suministro (básicamente, residencial – comercial), los mecanismos para obtener los volúmenes faltantes son complejos pero la citada Resolución garantiza el gas para la demanda prioritaria. Si bien toda la normativa vigente establece que la demanda es prioritaria para residenciales y comerciales por encima de cualquier otro tipo de demanda, la capacidad de la Sociedad de cumplir sus compromisos de entrega de gas natural en firme podría verse afectada en forma sustancialmente adversa, si se mantuviera el actual nivel de volúmenes comprometido por los productores.

El 29 de diciembre de 2011 la SE dictó la Resolución Nº172/2011 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la mencionada Resolución SE Nº599/07.

El 31 de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 89 mediante la que se propicia a comenzar con un proceso de normalización contractual, se establecen los volúmenes totales por prestataria y por cuenca para la atención de la demanda prioritaria, la asignación de volúmenes superiores a los establecidos por parte del Comité de Emergencia y el tratamiento a dar a los volúmenes objeto de contractualización.

El 2 de junio de 2017 el ENARGAS dictó la Resolución N° 4502 que deroga parcialmente la Resolución ENARGAS N° I 3833/2016 y, considerando la inminencia del invierno, aprueba un procedimiento para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia que actúa ante eventuales faltantes para la demanda prioritaria. Ello, sin perjuicio de promover el avance en la formalización de los contratos de aprovisionamiento de gas entre las Distribuidoras y las empresas productoras, en aras a la normalización del mercado.

Las Resoluciones ENARGAS Nº I 1410/2010, Nº I 3833/2016 y N° I 4502/2017 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda adicionalmente a los contratos celebrados a la fecha.

En línea con el párrafo anterior, el MINEM promovió el establecimiento de Bases y Condiciones con pautas básicas para asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y, consecuentemente, el suministro a los consumidores finales. En el mes de noviembre de 2017 los principales productores y distribuidoras suscribieron a las Bases y Condiciones establecias por el MINEM. En este marco los acuerdos contienen el compromiso de volúmenes y precios y de alcanzar el suministro correspondiente a los años 2018 y 2019 antes del 22 de diciembre de 2017 y del 31 de octubre de 2018.

La Sociedad suscribió oportunamente los acuerdos para abastecer su demanda prioritaria promedio con los principales productores. Para mayor información, ver "*Información sobre la Emisora – Provisión de Transporte y Gas. Los Decretos 180/2004 y 181/2004 y sus Normas Complementarias"* del presente Prospecto.

La Sociedad no puede garantizar que el déficit de suministro de gas no tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Dependencia de las Condiciones Climáticas

La actividad de distribución de gas natural es especialmente vulnerable a las condiciones climáticas. Las cantidades de gas natural distribuido por la Sociedad son notablemente mayores durante los meses con temperaturas más bajas (mayo a septiembre) cuando la demanda de los usuarios residenciales es mayor. Cuando se producen altas temperaturas durante dichos meses la demanda de gas natural en el área de servicio de la Sociedad puede verse negativamente afectada, especialmente entre los usuarios residenciales que constituyen la mayor fuente de ingresos y, a su vez, la fuente de ingresos de mayor margen de la Sociedad, ya que los ingresos por ventas son principalmente variables y los costos son en su mayoría fijos.

Debido a que el marco regulatorio no le asegura a la Sociedad recuperar el costo de su capacidad de transporte en firme no utilizada, el efecto negativo de la reducción de la demanda debido a las condiciones climáticas por parte de los usuarios residenciales se agravaría aún más si la Sociedad no pudiese utilizar la capacidad para otra clase de usuarios o de otra forma.

En sentido contrario, si se tuvieran períodos prolongados de bajas temperaturas con eventuales restricciones en la oferta de gas, ya sea en el transporte o en el suministro de los productores (véase "Riesgo Relacionado con el Abastecimiento Gasífero"). Esta situación puede impedir a la Sociedad satisfacer la demanda de sus clientes.

La Sociedad no puede garantizar que la dependencia de las condiciones climáticas no tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Caducidad de la Licencia

La Licencia fue otorgada a la Sociedad por un período inicial de 35 años, y podrá ser prorrogada por un plazo adicional de 10 años en caso que la Sociedad haya cumplido con sus obligaciones de conformidad con la misma. Sin embargo, en ciertos casos, el Gobierno puede declarar la caducidad de la Licencia.

Adicionalmente, en el Acta Acuerdo se prevén causales de caducidad de la Licencia (ver "Información Sobre la Emisora – Descripción del Negocio– Principales disposiciones de la Licencia – Sanciones y Caducidad de la Licencia").

En caso que se declare la caducidad de la Licencia, ello tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad y la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Distribución de Gas Natural

Las actividades de distribución de gas natural de la Sociedad están expuestas a ciertos riesgos inherentes al servicio y operación de la distribución de gas natural incluyendo, entre otros, presiones no previstas, explosiones e incendios imprevisibles que podrían provocar la muerte, heridas personales, daños al medio ambiente y otros perjuicios a los bienes de la Sociedad o de terceros. Asimismo, estas actividades incluyen otros riesgos legales, operativos, ambientales, regulatorios, comerciales y financieros. Los daños provocados por los riesgos mencionados pueden generar acciones contra la Sociedad. La Sociedad contrata seguros de responsabilidad civil contra terceros de conformidad con la práctica internacional, sin embargo no está asegurada en su totalidad contra estos riesgos y no todos los citados riesgos pueden asegurarse. La responsabilidad de la Sociedad podría incluso, en ciertos casos, no encontrarse amparada por la cobertura brindada por el seguro.

Si bien la Sociedad tiene niveles de calidad de servicio adecuados conforme con las exigencias de la Licencia y demás normas aplicables, y posee sistemas de control y mantenimiento adecuados para mantener tal calidad de servicio, no está exenta de sufrir imprevistos operativos de diverso grado, más allá de lo que pueda preverse desde un punto de vista técnico, debido a fallas e inconvenientes de los equipamientos y materiales necesarios para prestar el servicio público.

Cabe mencionar que, desde el año 1993 hasta el 30 de junio de 2020, la Sociedad ha recibido multas y apercibimientos por un importe total de de $669,195 millones, la totalidad de los casos han sido recurridos. La Sociedad no puede garantizar que los daños que podrían ocasionarse en virtud de los riesgos relacionados con la distribución de gas natural no tendrán un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuvieran, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con el Incremento de Costos

De acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo suscripta con el Estado Nacional, ante un aumento en sus costos, en el Período de Transición la Sociedad no puede aumentar en forma automática sus tarifas, sino que debe solicitar autorización al ENARGAS (para mayor información ver "– Riesgos relacionados con la Argentina – Riesgo relacionado con la Inflación e "Información sobre la Emisora" – Descripción del Negocio – Tarifas – Tarifas actuales"-).

En virtud de ello, en el caso en que se produjeran incrementos significativos en los costos vinculados con la actividad de la Sociedad, y que los mismos no pudieran ser trasladados a los usuarios, el resultado de ello impactaría directamente en los márgenes de la Sociedad.

Los aumentos de costos de la Sociedad podrían deberse, entre otros factores, a un incremento de la devaluación del peso que ocasione aumentos de determinados insumos de la Sociedad, materiales y equipos por ser éstos importados o provistos por proveedores locales que ajustan sus precios en forma acorde. Asimismo, los aumentos de costos podrían obedecer a aumentos en la mano de obra propia (aumentos salariales) y de contratistas o en otros costos como resultado de la inflación.

La Resolución ENARGAS 4354/2017 de marzo de 2017, establece la metodología de adecuación semestral de la tarifa, conforme lo previsto en el Acta Acuerdo. A este fin se aplicará la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM)-Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). El primer ajuste semestral tuvo lugar en diciembre de 2017, el segundo en abril de 2018.

En octubre 2018 el el ENARGAS aprobó en la Resolución N° 480 las tarifas vigentes a partir del 1° de octubre de 2018 que consideraron un ajuste semestral, sin aplicar la fórmula prevista en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4354/2017. La Sociedad planteó oportunamente recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la citada Resolución.

En marzo de 2019 el ENARGAS aprobó en la Resolución N° 196 las tarifas vigentes a partir del 1° de abril de 2019 que consideraron el ajuste semestral por el IPIM, sin considerar en su totalidad el pedido de la Licenciataria en cuanto a la aplicación de la fórmula del Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4354/2017. La Sociedad planteó oportunamente recurso de alzada contra la citada Resolución.En septiembre de 2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 521/2019 en la que dispuso diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución correspondiente al 1º de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020. A través las Resoluciones ex SGE N° 751/2019 y 791/2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía volvió a prorrogar ese ajuste tarifario hasta el 1° de febrero de 2020. En forma complementaria, en esas prorrogas, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía reconoció expresamente la necesidad de mantener la ecuación económico-financiera de los contratos de licencia, y dispuso compensar el efecto del diferimiento conforme lo dispuesto en el numeral 9.8. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, a través de una readecuación de las inversiones obligatorias y sin que ello afecte la seguridad y continuidad del servicio.

Naturgy BAN presentó oportunamente su propuesta de readecuación del plan de inversiones al ENARGAS conforme lo indicado en la citada Resolución 521/2019, por la que a la fecha no se ha recibido respuesta por parte del ente regulador.

Como fuera mencionado, durante diciembre de 2019 fue dictada la Ley N° 27.541 que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria energética, sanitaria y social y delega facultades en el Poder Ejecutivo Nacional. Dentro de estas facultades delegadas al Poder Ejecutivo de la Nación, se contempla la de mantener las tarifas de gas e iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente o de iniciar una nueva revisión de carácter extraordinario dentro de un plazo máximo de hasta 180 días, con el objetivo de lograr una reducción en la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas pare el año 2020. Este plazo fue prorrogado por otros 180 días por el Decreto de Necesidad y Urgencia 543/20.

Mediante el dictado del Decreto N° 278/2020 (BO 17/3/20), se dispuso que el Interventor del ENARGAS, entre otras cosas, debería realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalué los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética; y que, en el caso de detectar alguna anomalía, el Interventor debería informar al Poder Ejecutivo de la Nación los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante y deberá aportar la totalidad de la información, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponder.

En este sentido, la Sociedad no puede garantizar que la autoridad regulatoria refleje los efectos de la inflación sobre el margen de la Sociedad pudiendo tener un efecto adverso sobre la misma. En caso que así lo fuera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con Requerimientos para Inversiones

A fin de mantener la operación del servicio público en niveles satisfactorios de calidad de acuerdo con la Licencia, la Sociedad debe llevar adelante, en forma permanente, las inversiones necesarias para mantener el estado técnico operativo de su red de distribución.

Merece destacarse que con fecha 31 de marzo de 2017 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 4354 con los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral y el correspondiente al primer escalón de la segmentación de dicho ajuste. En efecto, en línea con la instrucción recibida por el Ministerio de Energía y Minería en torno a la implementación gradual y progresiva del incremento tarifario, se establece una aplicación escalonada conforme la siguiente progresión: 30% a partir

del 1 de abril de 2017, 40% a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1 de abril de 2018.

En la citada Resolución también se aprueba el plan de Inversiones Obligatorias de la Compañía para el quinquenio 2017-2021, con la respectiva metodología de control físico y financiero.

El 3 de septiembre de 2019 la Resolución N° 521 dispusó diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución para el 1° de enero de 2020, luego mediante la Resolución N°751 se amplió el plazo para el 1° de febrero de 2020. Conforme a dicho diferimiento y reconociendo expresamente la necesidad de mantener la ecuación económico-financiera de los contratos de licencia, se dispusó compensar el efecto del diferimiento conforme lo dispuesto en el numeral 9.8. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, a través de una readecuación de las inversiones obligatorias y sin que ello afecte la seguridad y continuidad del servicio.

Naturgy BAN presentó oportunamente su propuesta de readecuación del plan de inversiones al ENARGAS conforme lo indicado en la citada Resolución 521/2019.

A la fecha del presente Prospecto, ENARGAS imputó a la Sociedad por el supuesto incumplimiento de las inversiones obligatorias del año 2017 (Pio I) y del año 2018 (Pio II), mientras que el plan de compensación propuesto por la Sociedad para el año 2019 (Pio III), aún no fue aprobado por ENARGAS. A su vez, atento el congelamiento tarifario y la incertidumbre que ello conlleva, a la fecha del presente Prospecto, la Sociedad aún no ha presentado el cronograma de inversiones del año 2020 (Pio IV) y no ha recibido ninguna intimación del ENARGAS al respecto.

La Sociedad no puede garantizar que eventuales requerimientos crecientes de capital para inversiones para mantener el estado técnico operativo de su red de distribución (para mayor información sobre este tema, ver "- Riesgo relacionado con la Regulación de la Industria del Gas Natural") no tendrán un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con el Abastecimiento Gasífero

Un menor grado de inversión en el sector de producción de gas natural en Argentina durante los últimos años, especialmente el registrado desde la crisis de 2002, entre otras cuestiones, ha incrementado el riesgo de falta de disponibilidad suficiente de gas natural en boca de pozo para poder abastecer toda la demanda de gas, particularmente incentivada por la fuerte sustitución de otros combustibles que se encuentran dolarizados y del incremento de los precios internacionales del petróleo y derivados.

El nivel de inversión en desarrollo de yacimientos de gas y en exploración de nuevas reservas de los últimos años, no ha sido suficiente para reponer el stock que año tras año se consume. La insuficiente inyección de gas al sistema en determinados períodos, durante el año, sumado a una fuerte caída de la oferta de generación hidroeléctrica en la Argentina, obligó a adoptar medidas de excepción para atender el crecimiento de una demanda muy elevada de gas, en parte originada por el bajo precio relativo del gas natural y la energía eléctrica frente a otros costos energéticos alternativos.

La ausencia de inversiones en algunos eslabones de la cadena de valor energético como producción de gas, podría incrementar el riesgo, en años futuros, de la existencia de un desabastecimiento puntual en determinados momentos de alta demanda si se continuase con tasas de crecimiento de demanda por sobre la media histórica.Con el objetivo de incentivar las inversiones en exploración y producción de gas natural el gobierno creó el programa denominado "Gas Plus", a través del dictado de la Resolución Nº 24/2008 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 13 de marzo de 2008.Dicho programa ha sido concebido con el mismo criterio que el oportunamente introducido por el Programa "Energía Plus", destinado a motorizar el desarrollo de nueva capacidad de generación eléctrica. Es decir, Gas Plus ha sido concebido para incentivar el aumento de la producción de gas natural y los niveles de reserva de dicho combustible para así garantizar la continuidad del crecimiento industrial.La nota relevante del Programa Gas Plus radica en que todo el gas que se produzca con motivo del mismo tendrá un tratamiento diferencial respecto de aquellos volúmenes de gas natural que se encuentran comprendidos bajo el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007 – 2011 (el "Acuerdo con las Autoridades"), que fue homologado por la Resolución Secretaría de Energía Nº 599/07. De esta manera, conforme surge de la norma, los volúmenes del Programa Gas Plus serán de libre comercialización y el precio de los mismos no se encontrará sujeto a las condiciones establecidas en el Acuerdo con las Autoridades, aunque debe ser destinado al mercado

interno. Sin embargo, cabe mencionar que el Plan Gas Plus no asegura el precio libre para el nuevo gas, sino que la resolución menciona un valor que contemple la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable, pudiendo ser vendido a dicho precio en el mercado de los grandes consumidores: industrias, centrales térmicas y comercios grandes, fuera del Acuerdo con las Autoridades.La norma establece, asimismo, que la Secretaría de Energía es quien debe aprobar los proyectos de desarrollo de Gas Plus.El Gobierno había manifestado, ya desde la referida declaración de emergencia pública, ser consciente de los riesgos y la problemática del sector y se ha abocado a implementar desde el año 2005 algunas propuestas particulares a estos problemas. En ese sentido, la SE emitió la Resolución N°265/2004, mediante la cual se dispusieron distintas medidas de prevención para intentar evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista de electricidad. Dicha Resolución, además de disponer distintas medidas relacionadas con la exportación de gas natural, instruyó a la Subsecretaría de Combustibles ("SSC") a que elaborara un programa de racionalización de las exportaciones de gas natural y del uso de la capacidad de transporte que asegure, en la medida que los sistemas de transporte y distribución lo permitan, los consumos de las categorías de usuarios R, P- primer y segundo escalón-, SBD -en la exacta incidencia que los usuarios R y P tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión- SGP, SGG -por su capacidad reservada-, FT, FD y Firme GNC destinados a satisfacer la demanda interna y la sustentabilidad del sistema eléctrico. En cumplimiento de las instrucciones dadas por la SE, a través de la Disposición N°27/2004, la SSC aprobó el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y el Uso de la Capacidad de Transporte. La referida disposición luego fue reemplazada por la Resolución SE N°659/2004, norma que creó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural y que conjuntamente con la Resolución SE N°752/2005 contienen previsiones tendientes a asegurar el aprovisionamiento. Asimismo, a través de la Resolución N°415/2004, la SE estableció el Programa de Uso Racional de la Energía, medida tendiente a paliar la situación de escasez por la que actualmente atraviesa el sector. El 11 de abril de 2005 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución SE N°624/2005, mediante la cual se estableció la vigencia del Programa en forma permanente desde el 15 de abril hasta el 30 de septiembre de cada año y se aprobaron sus pautas generales de funcionamiento, luego modificada por la Resolución N°881/2005 y N° 814/2008 del mismo organismo y complementadas mediante las Resoluciones ENARGAS Nº3.245/2005 y Nº3.538/2006. A partir del invierno del 2009, y dados los cambios en las categorías tarifarias de los clientes residenciales, el ENARGAS decidió la suspensión de su aplicación, ante la falta de definición de la Secretaría de Energía sobre la metodología de cálculo. Adicionalmente, el Gobierno ha instrumentado paulatinos ajustes de los precios del gas en boca de pozo en el segmento de clientes que deben comprar el gas directamente a productores/comercializadores (no residenciales), que permitirían incrementar, según el Gobierno Nacional, la oferta de gas. En esta línea, la Resolución 752 de la Secretaría de Energía publicada en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2005 (la "Resolución 752") y sus complementarias, dispuso que las distribuidoras sólo deben proveer gas en boca de pozo a sus clientes residenciales y comerciales que consuman menos de 9.000 m3/mes. Los clientes industriales, estaciones de carga de GNC y clientes comerciales con consumos anuales superiores a los 108.000 m3/año deberán, a partir de las fechas fijadas en un cronograma establecido por la Secretaría de Energía, comprar en forma directa el gas en boca de pozo a productores y/o comercializadores habilitados. De esta manera, la necesidad de compra de gas de las distribuidoras se redujo significativamente. Asimismo, el nuevo acuerdo alcanzado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el período 2007-2011, homologado por la Resolución SE N° 599/2007 establece que se debe garantizar el abastecimiento de la demanda prioritaria (doméstica). Por último, mediante Decreto Nº2067/08 se dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias. Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución. Como consecuencia de ello el Ministerio de Planificación instruyó al ENARGAS, mediante Resolución MPFIPyS N°1451 de fecha 12 de diciembre de 2008 para que determinara el valor de los cargos y los agentes de percepción de los mismos. Con fecha 15 de diciembre, el ENARGAS dictó la Resolución N°563/08 en la que excluyó del pago de los cargos, a los usuarios de las categorías R1, R21, R22, R23, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica. Asimismo, con fecha 4 de junio de 2009 el ENARGAS, a instancias del MPFIPyS, dictó la Resolución N°768 mediante la cual exceptuó, temporalmente y para los consumos comprendidos entre el 1° de mayo y el 31 de agosto de 2009, del pago de los cargos a los usuarios de las categorías R31 y R32.Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS N°828/09 se aprobó un procedimiento para dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante los meses de junio y julio de 2009 y para establecer una bonificación del 70% del cargo a aplicar a dichos usuarios durante el período comprendido entre los meses de agosto y septiembre del año 2009. Asimismo, se extendió hasta el

30 de septiembre el período de excepción dispuesto en la Resolución ENARGAS N°768/09 y se ratificó el alcance de la Orden Regulatoria dictada por el ENARGAS el 5 de agosto en materia de exclusiones al cargo. Como consecuencia de esta problemática, el 13 de agosto de 2009 la Sociedad debió suspender la emisión de las facturas a los clientes residenciales R33 y R34, la cual pudo ser regularizada a fines del mes de octubre de 2009. El 30 de abril de 2010, el ENARGAS dictó la Resolución N°I/1179 mediante la cual se exceptuó nuevamente del pago del cargo Decreto 2067/08 a aplicar a los usuarios de las categorías R31 y R32 de todo el país por el período de consumo comprendido entre el 1° de mayo de 2010 y el 30 de septiembre de 2010. Asimismo, en dicha resolución se estableció una bonificación para todos los usuarios residenciales, equivalente al 100% del cargo durante el período de consumo comprendido entre los meses de junio y julio de 2010 y del 70% para el período de consumo comprendido entre los meses de agosto y septiembre de 2010.Hacia finales del año 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado. En este contexto mediante Resolución ENARGAS Nº1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC, a los clientes comerciales pequeños y a las centrales de generación eléctrica y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla.Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en determinadas zonas geográficas, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos.

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada.

La Sociedad realiza una gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo.

En mayo de 2012 se sancionó y promulgó la Ley Nº26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina. Mediante la misma se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y finalmente se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF.

A partir de allí, con ese 51% el Estado Nacional y las Provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (en participación del 51% y 49% respectivamente) asumieron el control de YPF.

Dicha Ley es reglamentada mediante el Decreto PEN N°1277/12 el cual establece la elaboración del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que tiene como ejes estratégicos el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para asegurar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo, integrando capital público y privado a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

A su vez, se crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas cuyos objetivos son, entre otros, asegurar y promover: i) inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento; ii) inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales; iii) inversiones para aumentar la capacidad de refinación; iv) el abastecimiento de combustibles a precios razonables y compatibles con la economía local, la rentabilidad de todas las ramas y los derechos de usuarios y consumidores, en el marco de una leal competencia y un desarrollo sustentable.

La mencionada Comisión fue la encargada de elaborar el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a partir de una evaluación completa del sector, estableciendo los criterios y metas deseables en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos. Para ello, solicitará anualmente información sobre los planes de inversión de los diferentes sujetos que realicen dichas actividades. Además, dicha Comisión revisa los planes y puede sugerir adecuaciones a los mismos. También evalúa costos y precios en toda la cadena, publicando valores de referencia, de modo de que se cubran los costos de la actividad y se obtengan márgenes de ganancia razonables.

En dicho marco la Secretaría de Energía, en el mes de agosto de 2012 fijó un precio único para el gas en boca de pozo destinado al mercado GNC para todas las cuencas productoras de 0,4945 $/m3, lo que significó una señal importante para los productores de hidrocarburos.

El 18 de enero de 2013 se promulgó la Resolución Nº 1/2013 de la citada Comisión, que creó "el Programa de Estímulo de la Inyección Excedente de Gas Natural" que en línea con lo anterior, establece un registro para empresas que se adhieran al mismo, a las cuales les retribuirán con un precio de 7,5 U$S el millón de BTU las inyecciones excedentes, respecto de las básicas ajustadas.

El 29 de noviembre de 2013 se publicó la Resolución Nº 60/2013 de la Comisión referente a la creación del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida". Este programa también llamado Plan Gas II, es una continuación del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" llamado Plan Gas I, pero orientado a empresas cuya inyección fuera inferior en promedio a 3.500.000 m3/día. Este programa también incentiva a las empresas a comprometerse a incrementar la inyección total de gas natural a cambio de una compensación económica por la inyección excedente que podrá variar entre U$S 4 y U$S 7,5 MMBTU, a diferencias del Plan Gas I que la compensación económica es de U$S 7,5 MMBTU. Con este nuevo Programa se busca la incorporación de nuevas empresas que no habían adherido al Plan Gas I pero que a la vez no superen la inyección promedio mencionada anteriormente.

La idea de la creación de estos programas es aumentar en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones y, por otro lado, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas en el mediano y largo plazo.

Por otra parte, las empresas adheridas al Plan Gas II deberán cumplir al menos con la inyección base declarada (producción menos inyección por declinación de la cuenca) y toda la inyección excedente a la base declarada recibirá una compensación económica por parte del Estado, en cambio si no cumpliesen con la inyección base declarada, deberán abonar al Estado Nacional el costo final que implique la importación de hidrocarburos hasta la inyección base declarada. En el caso del Plan Gas I el compromiso es mayor dado que aquellas empresas que no cumplan con la inyección total comprometida (Inyección base más excedente), deberán compensar al Estado el costo por el incumplimiento, proponiendo distintos mecanismos, ya sea importando GNL directamente o pagando la diferencia entre el precio del GNL y el precio de venta del gas excedente.

A su vez, con fecha 31/3/2014 y en el ámbito de la revisión de los subsidios energéticos otorgados por el Estado Nacional, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 226, mediante la cual se determinó un Esquema de Racionalización de uso del Gas Natural. A través del mismo, se determinaron nuevos precios de cuenca del gas natural para aquellos mercados abastecidos por las Distribuidoras (residenciales y Servicio General P) y se estableció un escalonamiento para las fechas de vigencia en tres etapas, abril, junio y agosto 2014. Por otra parte, también se establecieron nuevos precios para el mercado GNC con el mismo esquema de escalonamiento en las fechas de vigencia.

Por último, con fecha 31/10/2014 y con la intención de buscar una convergencia de precios de combustibles que actúan como sustitutos, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas dictó la Resolución N° 231, mediante la cual se fija un mecanismo para la determinación del precio del gas en boca de pozo para el mercado GNC asociado a la variación del precio de la Nafta Súper en Planta.

Los informes en materia energética son auspiciosos en cuanto a la existencia de nuevos yacimientos con importantes volúmenes posibles de gas natural. Las características geológicas de estos yacimientos (arenas compactas, lutitas) hacen que la extracción deba realizarse con nuevas tecnologías y la producción y comercialización de los volúmenes estarían enmarcadas dentro del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Los acuerdos suscriptos dentro del marco de los mencionados Planes de Gas I y II, reconocen precios mayores a los actuales, permitiendo afrontar las inversiones necesarias en esas nuevas tecnologías.

En este sentido se pueden mencionar los grandes objetivos que implica el desarrollo de Vaca Muerta en la matriz energética del país, logrando a mediano plazo precios muy competitivos respecto al mundo, duplicar la producción de gas y petróleo en los próximos 5 años logrando en este lapso un volumen de exportación importante, alcanzar 500 mil nuevos puestos de trabajo asociados a Vaca Muerta, contribuir en el mediano plazo con el superávit de la balanza comercial a través de las exportaciones de gas y petróleo.

En la medida que la producción de este tipo de gas natural se incremente con las señales adecuadas, algunos otros sectores de la industria deberán ir accediendo a los mismos supliendo a la vez importaciones y la merma de la producción del gas nacional convencional. Sin embargo, la Sociedad no puede garantizar que contará con abastecimiento gasífero ni que un desabastecimiento gasífero no tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Dependencia de las Instalaciones de Transporte

Si bien las instalaciones de transporte de gas natural existentes en la Argentina serían, a priori y en condiciones normales, suficientes para satisfacer la demanda actual de gas natural ininterrumpible, durante el invierno las distribuidoras pueden verse afectadas por desabastecimiento de gas natural debido a una limitada capacidad de transporte. Las operaciones de la Sociedad podrían verse adversa y significativamente afectadas en caso de que ocurriera cualquier interrupción del transporte y debiera suspenderse o limitarse el suministro de gas natural y la atención de potenciales clientes.

En este sentido, el Gobierno ha manifestado ser consciente de los riesgos y ha impulsado, entonces, la ampliación de la capacidad de transporte de gas en los gasoductos Norte, Centro Oeste, NEUBA y San Martín, mediante concursos abiertos desarrollados en el año 2004 y en el año 2005. En estos concursos, la Sociedad ha resultado adjudicataria, en los concursos abiertos de Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") y Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") con, 2,2 MMm3/d de capacidad de transporte que, cuando estén disponibles, le permitirán afrontar en mejores condiciones la demanda de gas de sus clientes firmes en los días pico invernales.

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al llamado a Concursos Públicos tanto de TGS como de TGN en los que la Sociedad solicitó un volumen de 2.200.000 m^3/día, 1.900.000m^3/día en prioridad "1" y 300.000 m^3/día en prioridad "3", asignaciones que quedaron convalidadas mediante la Resolución N°3.520/06.

TGS convocó a un Concurso Abierto de capacidad de Transporte en el mes de agosto de 2017, y Naturgy se presentó con una oferta por 8.250.000 m3/día para capacidad de transporte desde Neuquén hasta GBA, a efectos de revalidar dicho volumen ya que la Sociedad es la titular de dicha capacidad. Asimismo, se efectúo una oferta por transporte adicional por 1.490.000 m3/día desde Neuquén a GBA. El 15 de diciembre TGS le comunicó a la Sociedad la adjudicación de toda la capacidad validada por el ENARGAS.

La Sociedad cuenta con capacidad de transporte firme desde todas las cuencas, 16,861 millones de m3/día desde enero de 2018. La Sociedad no puede garantizar que la dependencia de las instalaciones de transporte de gas natural no tendrá un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con la Limitación a los Embargos sobre los Bienes de la Sociedad

Conforme con la legislación argentina, es poco probable que un tribunal argentino permita la ejecución de una sentencia contra bienes de la Sociedad ubicados en la Argentina que los tribunales determinaran que se encuentran afectados a la prestación de servicios públicos esenciales. En tal sentido, es razonable considerar que una parte sustancial de los bienes de la Sociedad están afectados a la prestación del servicio público esencial como es la distribución de gas natural, y ello podría afectar adversamente la posibilidad de un acreedor, incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables, de ejecutar una sentencia contra ciertos bienes de la Sociedad.

Riesgos Relacionados con la Sociedad

Riesgo Relacionado con desvíos ("by pass físico"), con otras Fuentes de Energía y con el Mercado Electrónico del Gas ("MEG")

La Licencia concede a la Sociedad el derecho exclusivo de prestar servicios de distribución de gas natural dentro de su área. Dicho derecho no implica el derecho exclusivo a la venta de gas natural en el

área. De acuerdo con las reglamentaciones existentes, los grandes usuarios de gas natural pueden evitar la red de distribución de gas natural de la Sociedad construyendo sus propios gasoductos y contratando directamente con empresas transportistas y productoras de gas natural.

Durante el año 1999, el ENARGAS redujo el nivel mínimo de consumo diario de gas que se exige para calificar como usuarios comerciales (de 10.000 m3 por día a 5.000 m3 por día), a fin de que los mismos puedan optar por adquirir gas natural directamente de los productores y/o comercializadores de gas y contratar los servicios de transporte a las empresas de transporte.

Asimismo, el 12 de mayo de 2005, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 752/2005, la cual fijaba que, a partir del mes de agosto de 2005, se dejaría de proveer gas natural a los Grandes Usuarios y a aquellos clientes "P" que presentan un consumo superior a los 1,8MMm3 al año. Adicionalmente, establecía que, a partir del mes de enero de 2006, se dejaría de proveer gas natural al resto de los clientes "P" y a las estaciones de carga de GNC. Posteriormente, se dictaron las Resoluciones de la Secretaría de Energía 930/2005, 2020/2005 y 275/2006, complementarias de la Resolución Secretaría de Energía 752/2005, mediante las cuales se fueron fijando sucesivas prórrogas a las fechas establecidas en esta última. En este sentido, la Sociedad ha dejado de proveer gas natural a los Grandes Usuarios y los clientes del Servicio General P con consumos mayores a 1,8 MMm3/año desde el 1° de septiembre de 2005, mientras que el resto de los clientes del Servicio General P fue desdoblado según su escala de consumo, a saber: i) Grupo I, clientes con consumos entre 1.000 y 5.000 m3/día; ii) Grupo II, clientes con consumos entre 500 y 1.000 m3/día y iii) Grupo III, clientes con consumos entre 300 y 500 m3/día. Los clientes de los Grupos I y II han dejado de recibir el gas natural de la Distribuidora desde el 1° de enero y 1° de marzo del año 2006 respectivamente

Desde el año 2006 y hasta abril de 2016, las estaciones de carga de GNC compraron el gas en forma directa a los productores, al igual que los Grandes Usuarios y usuarios del Servicio General "P" Grupos I y II, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de "pass through" del componente gas en la tarifa.

Por Resolución ENARGAS Nº I 409/08 se segmentaron las categorías definidas en el Decreto Nº181/2004 respecto a los usuarios residenciales de gas natural, a fin de reflejar las diferencias de comportamiento de los usuarios residenciales. Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS Nº I 694/09 se segmentaron los usuarios del Servicio General P.

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34/16 que estableció que a partir del día 1º de mayo de 2016, las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC de su zona o áreas de distribución, dejando sin efecto el art. 9 de la citada Res. SE Nº752/2005 por el que se definía el mecanismo por el cual las estaciones de carga de GNC compraban el gas en forma directa a los productores.

Mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 80/2017 se dispuso que a partir del 1° de mayo de 2017 las estaciones de carga de GNC puedan optar por adquirir el servicio completo de las distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores. El ENARGAS establece que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses.

La Sociedad no puede garantizar que los bypass *físicos*, la utilización de otras fuentes de energía, las operaciones de gas y, eventualmente, de transporte en el MEG y/o las disposiciones regulatorias vinculadas al suministro de los clientes no tendrán un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgo Relacionado con Procedimientos Administrativos, Judiciales e Impositivos

La Sociedad es parte de diferentes procedimientos administrativos, judiciales e impositivos con el Gobierno y algunos gobiernos provinciales y municipales con jurisdicción en sus respectivas áreas de operación, como así también es parte de otros procesos relativos a distintas cuestiones con particulares. En opinión tanto de la Sociedad, como de sus asesores legales e impositivos, los argumentos jurídicos presentados contra los reclamos mencionados son razonables y, por lo tanto, consideran que resulta factible que existan resoluciones judiciales favorables a la Sociedad. Sin embargo, siempre existe la posibilidad del dictado de resoluciones desfavorables, de medidas precautorias, o de pagos ordenados por la administración y/o los tribunales intervinientes, los cuales, de existir, podrían tener un efecto adverso sobre la Sociedad.

Para mayor información sobre ciertos procedimientos administrativos, judiciales e impositivos, ver *"Información Contable – Procesos Judiciales y Administrativos"* del presente Prospecto.

La Sociedad no puede garantizar que eventuales resultados desfavorables en los procesos administrativos, judiciales e impositivos, actuales o futuros, que la afecten no tendrán un efecto adverso sobre la Sociedad. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios, y/o la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, podrían ser afectadas de manera significativamente adversa.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables

Riesgo Relacionado con la Ausencia de un Mercado Anterior para las Obligaciones Negociables

Si bien las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa pueden ser autorizadas para su listado en la BCBA y/o en el MAE, tales valores serán nuevas emisiones de Obligaciones Negociables sin mercado de negociación establecido ni antecedentes previos de negociación. No puede garantizarse que se podrá desarrollar o mantener un mercado activo para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la oferta de las mismas bajo el Programa. Tampoco puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a la Sociedad o por factores totalmente ajenos a la misma.

Riesgo Relacionado con la Volatilidad y los Acontecimientos en Otros Países con Mercados Emergentes

El mercado para los valores negociables emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría ser afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes. No es posible asegurar que los mercados financieros y bursátiles no serán afectados en forma adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

Políticas de inversiones

La Sociedad está obligada, en virtud de la Licencia, a mantener su sistema de distribución en buen estado. La seguridad, el diseño, el mantenimiento y las operaciones se rigieron históricamente según las Normas Técnicas de Gas del Estado, que se basan fundamentalmente en el Código de Reglamentaciones Federales de los Estados Unidos, Título 49, Artículos 190-192, que datan de 1976, con algunas modificaciones en razón de las condiciones locales y la incorporación de diversas normas europeas.

Después de la privatización de Gas del Estado, el Estado Nacional exigió que el sistema de gas natural fuera actualizado según las Normas Federales de Estados Unidos (1991) No. 49, en base a las cuales se adoptó la Norma NAG - 100. Para cumplir con estos requisitos durante los primeros cinco años de operaciones, de acuerdo con la Licencia, la Sociedad, al igual que las demás licenciatarias de transporte y distribución de gas natural, ha estado obligada a efectuar ciertas inversiones iniciales de capital denominadas "Inversiones Obligatorias" y estaba autorizada a efectuar otras inversiones bajo ciertas circunstancias.

Existen tres categorías de inversiones especificadas en la Licencia: Categoría 1 (Inversiones Obligatorias para seguridad pública e integridad del sistema de distribución); Categoría 2 (Inversiones en expansión opcionales consideradas necesarias para lograr el crecimiento previsto de la demanda); y Categoría 3 (Inversiones de expansión opcionales consideradas aconsejables para mejorar la eficiencia de las actividades).

El costo de las Inversiones Obligatorias y no obligatorias, denominadas “Inversiones Sugeridas” de la Sociedad, según se indica en la Licencia, fue de aproximadamente US$196 millones de 1993 a 1997.

Las inversiones totales realizadas por la Sociedad durante dicho período, superaron en más de un 30% a las inversiones previstas en la Licencia como obligatorias y sugeridas.

El ENARGAS aprobó las Inversiones Obligatorias efectuadas por la Sociedad durante los ejercicios económicos 1993 a 1997.

Dentro de las Inversiones Obligatorias, se destacó la construcción de una Planta de Peak Shaving en la localidad de General Rodríguez, Provincia de Buenos Aires, la cual fue diseñada para almacenar gas natural durante el verano (cuando la demanda es baja y existe un exceso de capacidad de transporte en firme disponible), de modo que dicho gas pueda ser utilizado para abastecer a clientes en los días de demanda pico del invierno, cuando la capacidad de transporte podría ser insuficiente. La Planta de Peak Shaving comenzó a operar en junio de 1996 habiendo sido aprobada por el ENARGAS el 9 de abril de 1997.

Durante el ejercicio 2019 la Sociedad invirtió $2.521,3 millones que fueron destinados principalmente al mantenimiento, renovación y adecuación de las instalaciones del sistema de distribución y al crecimiento comercial. Estas inversiones fueron necesarias para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución y contribuir a la expansión del mismo.

Las plataformas informáticas y los sistemas de la Sociedad han continuado evolucionando en post de ofrecer mejoras en las operaciones diarias del negocio que finalmente se traduzcan en un mejor servicio a nuestros clientes e interlocutores como son las empresas colaboradoras, matriculados, etc

Desde el inicio de sus operaciones la Sociedad registra inversiones por un monto acumulado de US$745 millones de dólares, que le han permitido cumplir en estos 25 años de gestión, además de las inversiones obligatorias, con aquellas relacionadas con la seguridad y la expansión del sistema, de acuerdo a los lineamientos impuestos por la Licencia y las autoridades regulatorias, como a las necesarias para dar satisfacción a los requerimientos de los clientes.

El cuadro siguiente detalla el monto de las inversiones realizadas por la Sociedad en los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Gas Natural
(en millones de Pesos)

2017	734,2
2018	2.255,6
2019	2.521

Fuente: Memoria Balance al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019.

Plan de Inversiones

A continuación, se detallan las obras, mejoras y relevamientos obligatorios (las "Inversiones Obligatorias") para el quinquenio 2017-2021 de la Sociedad. Las inversiones Obligatorias se encuentran en los cuadros adjuntos publicados en la Resolución N°4354/17 del 31 de marzo de 2017, y son aquellas consideradas indispensables para atender la operaci6n y el mantenimiento de los sistemas operados, la comercializaci6n y la administraci6n en condiciones confiables y seguras del gas natural, con estándares iguales o mayores a los requeridos por la normativa vigente.

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Gas Natural BAN S.A.

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $)
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	57	359,80
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	La Matanza	45	141,50
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de línea por obsolecencia	Zona de distribución	35	283,50
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	45	143,20
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	57	55,90
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	51	51,70
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	50	42,50
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	45	83,30
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	45	564,00
02.03	Repotenciación de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	45	468,70
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	41	14,50
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	51	65,30
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	Zona de distribución	26	13,90
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	44	31,20
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	47	185,90
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	45	121,90
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	36	579,40
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	40	599,80
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	55	948,70
03.03	Nuevas redes de Distribución	Incluye las obras necesarias para la construcción de redes de distribución para clientes potenciales de bajos recursos	Zona de distribución	44	1.047,00
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	49	65,90
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	35	71,10
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	54	505,60
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	54	122,90
			TOTAL		6.567,20

En el siguiente cuadro, se expresan los montos anuales de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias a ejecutar en el quinquenio 2017-2021 expresadas en millones de Pesos.

1er Año	2do. Año	3er Año	4to Año	5to Año	TOTAL
1.065,94	1.460,17	1.463,48	1.498,77	1.078,82	6.567,18

Respecto a la financiación del plan de inversiones comprometidas, la Sociedad contempló una combinación entre ingresos provenientes por la RTI y endeudamiento externo.

Política ambiental

La Sociedad está sujeta a un amplio espectro de normas municipales, provinciales y nacionales sobre protección de la salud humana y el medio ambiente. En consideración con las obligaciones legales de alcance medioambiental, la Sociedad se encuentra regulada por la NAG-153 - Norma Argentina para la protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases por cañería, siendo el ENARGAS la autoridad de aplicación nacional. Más allá de lo citado, y en atención a que la Sociedad desarrolla su actividad de distribución en el ámbito territorial de la Provincia de Buenos Aires con alcance a 30 municipios, se encuentra obligada a dar cumplimiento a regulaciones de carácter nacional, provincial y municipal; entre las que se citan las siguientes autoridades de aplicación: OPDS, SEN, AdA, AySA, Ministerio de Salud, ADIF, DNV, DPV y ordenanzas municipales, entre otras.

La Sociedad desarrolla sus actividades prestando una especial atención a la protección del entorno y al uso eficiente de los recursos naturales que necesita para satisfacer la demanda energética. En el respeto al medio ambiente actúa más allá del cumplimiento de los requisitos legales y otros requisitos ambientales que voluntariamente adopta, involucrando a los proveedores y fomentando en los grupos de interés el uso responsable de la energía.

Principales políticas:

- Contribuir al desarrollo sostenible mediante la eco-eficiencia, el uso racional de los recursos naturales y energéticos, la minimización del impacto ambiental, el fomento de la innovación y el uso de las mejores tecnologías y procesos disponibles.

- Contribuir a la mitigación del cambio climático a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, la aplicación de nuevas tecnologías y la captura del carbono.

- Integrar criterios ambientales en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores.

- Minimizar los efectos adversos sobre los ecosistemas y fomentar la conservación de la biodiversidad.

- Garantizar la prevención de la contaminación y la mejora continua mediante la optimización de la gestión ambiental, la minimización de los riesgos ambientales y la participación activa de los empleados.

Los cuadros que se exponen a continuación muestran los principales indicadores de la política Medio Ambiental.

Emisiones de Co2 (Kg)	2019	2018
Fuentes móviles (Kg)		
- Vehiculos a gasolina	207.588	239.007
- Vehiculos diesel	463.762	466.999
- Vehiculos GNC	123.482	124.547
Total	**794.831**	**830.553**
Fuentes fijas (Kg)		
- Calderas climatización	135.044	133.905
- Motores	2.990.381	3.719.720
Total	**3.125.425**	**3.853.625**
Emisiones indirectas por consumo de energia (Kg)		
- Centros de trabajo	775.486	948.658
- Proceso	1.622.936	1.551.268
Total	**2.398.422**	**2.499.926**
Total de emisiones de CO2 (Kg)	**6.318.679**	**7.184.104**

Consumo de energía	2019	2018
Consumo de energía eléctrica (GJ)		
- Centros de trabajo	7.425	9.083
- Proceso	15.539	14.853
Consumo de gas natural (GJ)		
- Centros de trabajo	2.660	2.652
- Proceso	58.372	73.673
Otros indicadores de consumo energético (GJ)		
- GNC consumido en flota propia	2.433	2.467
- Gasolina consumida en flota propia	2.996	3.447
- Diesel consumido en flota propia	6.259	6.298

Consumo de agua	2019	2018
Agua sanitaria - Red abastecimiento y pozos (m3)	50.224	42.965
Agua de proceso utilizada - Pozo (m3)	13.360	14.251
Agua de proceso utilizada - Red de abastecimiento (m3)	1.108	236
Gestion de agua de proceso		
- Agua de proceso devuelta al medio	14.468	14.487

La disminución en los consumos de energía y en las emisiones de CO2 se encuentra fundamentalmente asociado a los menores usos de los motores en el proceso operativo de licuación y vaporización de la Planta Peak Shaving.

El impacto en el consumo de agua en lo que se refiere al agua de proceso utilizada, se debe a un incremento en las pruebas hidráulicas realizadas en las cañerías de alta presión que se ven condicionadas por las extensiones y los diámetros de cañería instalada. Información sobre Tendencias

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas de la Sociedad. Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados reales futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno.

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina. El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Naturgy son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año.

A los fines de mencionar las tendencias se utilizan los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. La industria del gas se ha desenvuelto durante estos últimos años bajo el marco de una

gran cantidad de cambios normativos globales, generados en decretos del Poder Ejecutivo Nacional y en resoluciones de la Secretaría de Energía.

La Sociedad desarrolló sus actividades en un contexto regulatorio amparado por la Ley Nº24.076 y sus normas complementarias, en todo cuanto no fuera oportunamente modificado por la Ley Nº25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que, a los fines de reconducir la actividad alterada por la "pesificación" de las tarifas y consecuente modificación unilateral de la licencia, expresamente estableció la instrumentación de un proceso de renegociación del contrato que concluyó con la firma de un Acta Acuerdo entre la Sociedad y el Estado Nacional con fecha 20 de julio de 2005, siendo posteriormente ratificado por el Decreto Nº385/2006, publicado en el Boletín Oficial del 10 de abril de 2006 e instrumentado mediante Resolución ENARGAS Nº3729/2007 de fecha 9 de abril de 2007 en la que se indicaron nuevos cuadros tarifarios, dándose inicio al proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI") previsto en dicho acuerdo.

Cabe destacar que el marco normativo de la industria del gas ha experimentado diversas modificaciones desde el año 2004 a la fecha, entorno que se ha venido exponiendo en las Memorias de los años anteriores y en notas a los estados financieros.

El proceso de RTI que, según establecía el Acta Acuerdo, debía haberse concluido el 30 de junio de 2006 con aplicación del nuevo régimen tarifario resultante a partir del 1 de agosto de 2006, finalizando efectivamente el 31 de marzo de 2017 con la publicación de los nuevos cuadros tarifarios con vigencia 1 de abril de 2017 establecidos en la Resolución ENARGAS N° 4.354.

Todo este proceso de continuos cambios ha implicado cierta complejidad operativa, potenciada por la gran cantidad de clientes involucrados. Ello impacta en los procesos y sistemas de la Sociedad, que ha venido dando respuesta a dicha problemática gracias a su capacidad de adaptación al cambio y al esfuerzo de todo su personal.

En cuanto a la actividad del sector del gas natural, la producción total durante el año 2019 ascendió a 45.400 millones de m3 (1), un 5,5% mayor al año anterior. La producción local representa el 88% del total demandado por el mercado interno y el 12% restante se cubrió con importaciones de gas natural procedente de: i) Bolivia (5.136 millones de m3, 15% menor al año 2017), y ii) GNL (gas natural licuado) regasificado a través del buque instalado en Escobar (1.739 millones de m3, 7% inferior al año 2018 considerando únicamente el buque de Escobar.

Las entregas de gas natural efectuadas por el conjunto de las distribuidoras disminuyeron 3,8%, totalizando un volumen aproximado de 28.437 millones de m3(1), que se compone básicamente de menores entregas a los mercados residencial (-3%) y centrales eléctricas (-18%) y mayor entrega a industriales (3,2%) y GNC (3,1%).

A lo largo del año 2019, el suministro a usinas eléctricas representó el 20,3%(1) del total de entregas de todas las distribuidoras, disminuyendo su participación en relación al año anterior.

En cuanto al número de clientes del conjunto de las distribuidoras, se registró en 2019 un crecimiento del 0,9%, similar al del año anterior, situándose a fin de año en una cifra aproximada a los 8,9 millonesFuente: ENARGAS/Secretaría de Energía).

Para mayor información sobre ciertos riesgos que pueden afectar a la Sociedad, véase la sección "*Factores de Riesgo"* del presente Prospecto.

INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directores Titulares, Suplentes y Gerentes de Primera Línea

Directores Titulares y Suplentes – Carácter de independencia

De acuerdo a lo establecido en el art. 20 de los Estatutos Sociales de la Sociedad y en las normas legales vigentes, la dirección y administración de la Sociedad se encuentra a cargo de un Directorio compuesto por un mínimo de 7 (siete) y un máximo de 11 (once) Directores Titulares y de Directores Suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad, en la cual también son elegidos los miembros del Directorio. El Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente y de los Estatutos Sociales.

Los Directores pueden ser designados por 1 a 3 ejercicios, según lo decida la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, pudiendo ser reelegidos. Si el número de vacantes en el Directorio impidiera a dicho Órgano sesionar válidamente, aún habiéndose incorporado la totalidad de los Directores Suplentes, la Comisión Fiscalizadora designará a los reemplazantes, quienes ejercerán sus cargos hasta que la ausencia y/o impedimento del Director Titular y/o Suplente que hubieren reemplazado cese y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria de Accionistas.

El Directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras tales como video-teleconferencias o herramientas similares (conforme lo autoriza el art. 26 de los Estatutos Sociales y el art. 61 de la Ley de Mercado de Capitales), y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. Cuando las reuniones de Directorio se celebran con la participación de sus miembros a distancia, se deja constancia de sus nombres en el Acta respectiva, expidiéndose la Comisión Fiscalizadora respecto de la regularidad de las decisiones adoptadas. En caso de empate, el Presidente del Directorio o quien lo reemplace posee 1 voto más para desempatar.

De acuerdo al artículo 22 de los Estatutos Sociales, el Directorio de la Sociedad puede contar con un Secretario, quién asistirá a dicho Órgano en todas las cuestiones derivadas de su gestión. A tales efectos, el Secretario del Directorio está facultado para suscribir, a requerimiento de ese Órgano de administración, las convocatorias a las reuniones de Directorio y/o Asambleas Ordinarias y/o Extraordinarias y/o las publicaciones indicadas en el artículo 14 del Estatuto Social referidas a las mencionadas convocatorias y realizar, en representación del Directorio y/o de su Presidente, en tanto la normativa aplicable no prevea una disposición especial a ese efecto, todas aquellas presentaciones y/o requerimientos que sean menester ante organismos administrativos y/o de contralor públicos y/o privados.

A continuación, se detalla la actual composición del Directorio de Naturgy, según la designación establecida por la Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 44 de fecha 26 de abril de 2019:

CARGO	APELLIDOS	NOMBRES	MANDATO		INDEPENDENCIA
			Desde	Hasta	
Presidente	Gallart Gabas	Antonio	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Vicepresidente	González Santos	Alberto	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Titular	Cristiani	Horacio Carlos	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Titular	Salas Cox	Rafael	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Titular	O'Farrell	Uriel Federico	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Titular	Basualdo Richards	Federico	14/05/2020	31/12/2020	Independiente

Director Titular	Albamonte	Marta Carmen F.	14/05/2020	31/12/2020	Independiente
Director Titular	Whamond	Alan	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Director Titular	Palacios Vázquez	Luis Gonzalo	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Director Suplente	Wilkinson	Gabriel E. M.	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Suplente	Naveyra	Julio	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Suplente	Zapata	José Luis	23/04/2020	31/12/2020	No independiente
Director Suplente	Navarro	Benjamín	14/05/2020	31/12/2020	Independiente
Director Suplente	Emilse	Juárez	7/08/2020	31/12/2020	Independiente
Director Suplente	Vázquez	Amadeo	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Director Suplente	Ambrogi	Guillermo	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Secretario del Directorio	Wilkinson	Gabriel E.M.	23/04/2020	31/12/2020	No independiente

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los Directores de Naturgy BAN, S.A. y los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen actualmente:

Antonio Gallart Gabas, RUT (Rol Único Tributario en Chile) 24.961.865-9. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 2 de septiembre de 1960. Ingeniero Industrial, MBA. Consejero de la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA). Ex Director General de Recursos (2007 a 2018)

Alberto González Santos, CUIL 20-95219953-7. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido en Madrid el 12 de marzo de 1966. Ingeniero Superior de Minas con Postgrado GAMP ESADE y se incorporó al Grupo Naturgy en 1992, ocupando diferentes posiciones vinculadas fundamentalmente al negocio de Gas Natural Licuado (Logística, trading y aprovisionamiento); llegando a la posición de Director de Balance Energético. En el período comprendido entre agosto de 2013 y diciembre de 2014 ocupó el cargo de Country Manager en Argentina, cuando fue trasladado a Colombia para asumir como Director del Negocio del Gas en dicho país. Posteriormente se desempeñó como Gerente General de Naturgy en Brasil hasta julio de 2018 fecha en la que fue nombrado Gerente General de Naturgy BAN S.A.

Horacio C. Cristiani. DNI 10.766.162. CUIT 20107661620. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 15 de julio de 1953. Ingeniero Electricista (1980); Programa de Desarrollo Directivo, Instituto Argentino de la Empresa, Universidad Austral (1997). Presidente de Naturgy (septiembre 2013 a la fecha) Country Manager de la Sociedad (2007 al 2013). Ex Director Comercial de Naturgy (2001 a 2007). Ex Director Técnico (1997 a 2001), Gerente de Distribución (1995 a 1997) y Project Leader de la construcción de la Planta de Peak Shaving de la Sociedad (1993 a 1995). Director Titular de Invergas S.A., Gas Natural SDG Argentina S.A., Natural Servicios S.A. y Natural Energy S.A. Posee contrato de trabajo con la Sociedad desde el 1° de noviembre de 1993.

Rafael Salas Cox, RUT (Rol Único Tributario en Chile) 9.609.399-3. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 18 de junio de 1960. Abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Director de Servicios Jurídicos Latinoamérica SUR (enero 2018 a la fecha del presente Prospecto). Ex Director de Servicios Jurídicos de CGE S.A (Chile) (2015 a 2018). Gerente Corporativo de Servicios Jurídicos (2006 a 2015). Director en EDELMAG y Transformadores Tusan en Chile, Naturgy Ban S.A, Energía San Juan S.A., EJESA, EJSEDSA, EDET, GASNOR y GASMARKET en Argentina, Cía. Distribuidora de Gas de Rio de Janeiro – CEG y CEG Rio S.A. en Brasil y de Naturgy Perú S.A. en Perú.

Uriel F. O'Farrell. DNI 10.964.104. CUIT 23-10964104-9. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 12 de junio de 1953. Abogado. Socio del Estudio O´Farrell. Presidente de IX S.A. y en Bouncopy Del Plata S,A,, Vicepresidente de CSI Leasing Argentina, Director Titular de Energía San Juan

S.A., Director Suplente de Boston Merchant Buenos Aires S.A., y Grupo Concesionario del Oeste, Gerente General de ASB Technologies S.R.L. y de Boart & Wire S.R.L., Gerente de Consultores Legales S.R.L., Gerente Suplente de Salem Viale & Asociados S.R.L., Síndico Titular de Gas Natural SDG S.A., Natural Servicios S.A. Citelec S.A., Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A., Hidroeléctrica Diamante S.A., Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A. Central Térmica Güemes S.A., Empresa Jujeña de Energía S.A., Agua Negra S.A., Compañía Eléctrica de Inversiones S.A., Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A., Central Piedra Buena S.A., Norelec S.A., Energía Distribuida S.A., Síndico Suplente de Invergas S.A., Ford Credit Compañía Financiera S.A., Internacional Financial Investments S.A., Administrador Suplente de Ford Argentina S.C.A. y Expertise Brokers Asesores de Seguros S.A., Liquidador de Armco Argentina S.A., Secretario de Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.

Federico Basualdo Richards, DNI 18.800.587. CUIT 20-18800587-0. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 12 de julio de 1980. Licenciado en Sociología – Facultad de Ciencias Sociales – Universidad de Buenos Aires (UBA). Maestría en Sociología Económica – Instituto de Altos Estudios Sociales (IDAES) - Universidad Nacional General San Martín (UNSAM). Coordinador responsable de investigación y selección documental l en el Archivo Histórico del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (GCBA). Área Investigación Documental (2007-2010). Becario tipo I del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Área: Economía, Ciencias de la Gestión y Administración Pública (2011-2012). Asesor técnico de la Subsecretaria de Comunicación Pública – Jefatura de Gabinete de Ministros. (2012-2014). Primer Vocal del Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) (2014-2015). Asesor legislativo del bloque del Frente para la Victoria en temas relacionados al sector energético en la Cámara de Diputados – Honorable Congreso de la Nación Argentina (HCNA) (2015 a actualidad).

Marta Carmen Francisca Albamonte, DNI 13.296.473. CUIT 23-13296473-4. Dirección Isabel la Católica 939, CABA . Nacida el 15 de Julio de 1957. Licenciada en Economía, egresada de la UBA (1982). Docente Universitaria en materias de grado de Derecho y Ciencia Política - Universidad Nacional de La Matanza. Docente en la Maestría en Gestión Pública y Desarrollo Gubernamental de la UBA. Ex Secretaria de Hacienda de la Ciudad de Buenos Aires. Ex Jefa de Gabinete de Ministerio de Economía de la Provincia de Buenos Aires. Ex Presidenta del PROFIDE (Fondo Fiduciario para el desarrollo de infraestructura provincial, Provincia de Buenos Aires). Asesora en el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación - Secretaría de Gestión Administrativa.

Alan Whamond, DNI: 14.189.208. CUIT: 20-14189208-9. Dirección: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 13 de Mayo de 1961. Programa de Alta Dirección, Instituto Argentino de la Empresa, Universidad Austral (2011). Master Business Administration, Graduate School of Business Stanford University (1992). Ingeniero Industrial, Instituto Tecnologico de Buenos Aires (1987). En Cablevisión Holding S.A.es Director Independiente. En Delmar Asesores S.A. es Director. Es Director de Consultora Tecnopolitica. Fue Director en Park Norte S.A. y Desarrolladores del Norte S.A., En El Tejar Limited fue Director de Real Estate Assets. Fue CEO en El Desafío Mountain Resort. En Pampa Capital Partners, LLC fue Managing Director, COO. Fue Director en Credit Suisse First Boston Corp., McKinsey & Co. Andersen Consulting, Consultor Senior. En IBM Argentina fue Representante de Ventas/Ingeniero de Sistemas.

Luis Gonzalo Palacios Vázquez, RUT (Rol Único Tributario en Chile) 5.545.086-2. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 21 de mayo 1951. Ingeniero Civil Industrial (1981) consultor independiente principalmente en el sector energía (Noviembre 2018 a la fecha del presente Prospecto). Ex Director de las distribuidoras chilenas CGE (2017 y 2018). Director de EDELMAG en Chile y EJESA, EJSEDSA, EDET y GASNOR en Argentina (2017 a octubre 2018).

Gabriel E. M. Wilkinson. DNI 12.503.482. CUIT 23-12503482-9. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 31 de agosto de 1956. Abogado (1980); graduado de la Academy of American & International Law, Estados Unidos (1995). A cargo del área de Servicios Jurídicos de la Sociedad (1996 a la fecha). Ex Gerente de Asuntos Legales de Sud América Terrestre y Marítima Compañía de Seguros General S.A. y Sud América Compañía de Seguros de Vida y Patrimoniales S.A. (1988 a 1995). Adscripto a Gerencia de Legales de Shell CAPSA (1985-1987). Abogado de la Asesoría Jurídica de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación (1983-1984). Abogado Asociado del Estudio Allende & Brea (1980 a 1982). Secretario del Directorio de Naturgy, Invergas S.A. y de Gas Natural SDG Argentina S.A. Secretario del Comité de Auditoría de Naturgy, Director suplente de Invergas S.A. y Gas Natural SDG S.A. Posee contrato de trabajo con la Sociedad desde el 26 de agosto de 1996.

Julio Naveyra, CI 4.368.287. CUIT 20-04368287-4. Domicilio: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 24 de marzo de 1941. Contador (1964). Ex Socio Director de Price Waterhouse Coopers y Presidente del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Director Titular de Autopistas del Oeste S.A.; Miembro Titular de la Comisión Fiscalizadora de S.A. La Nación; Síndico Suplente de Supermercados Mayoristas Makro S.A., Exxon- Mobil Business Suport Center Argentina S.R.L y Mobil Argentina S.A., Ford Motor Argentina, Ford Credit S.A., y Ford Plan Ovalo S.A.; Síndico Suplente de Esso Petrolera Argentina S.R.L. y de Exxon S.A.P.A.

José Luis Zapata, DNI 12.317.192. CUIT 20-12317192-7. Domicilio: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 29 de marzo de 1958. Abogado (1983), graduado de la Universidad Católica Argentina. Socio del Estudio O'Farrell.

Benjamín Navarro, DNI 27.024.139. CUIT 20-27024139-6. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 6 de diciembre de 1978. Licenciado en Cs. Económicas (FCE - UBA). Ex asesor y analista sectorial en el área de Subsecretaria de Combustibles - Secretaria de Energia(2003 a 2012). Ex Gerente de Estudios y Estadísticas Superintendencia de Seguros de la Nación (2014-2105). Ex Subgerente General en Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA) (2015-2016). Coordinador Técnico Administrativo en ANSES (2020 a la actualidad). Director suplente de Naturgy (2020).

Emilse Juárez, DNI 31.499.313. CUIT 27-31499313-1. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacida el 10 de febrero de 1985. Licenciada den Económia (2010) UBA. Programa AMARTYA SEN (2012), Especialización en e Económia Social FCE UBA, Maestría en Políticas Públicas para el desarrollo con inclusión social (2017- en curso) FLACSO. Coordinadora de la gestión de las actividades de Academia en Territorio. PROYECTO PNUD 16/004 “Programa de Fortalecimiento al Desarrollo de Condiciones Sistémicas Sociales y Culturales para el Emprendedorismo” Subsecretaría de Emprendedores Ministerio de Producción y Trabajo de la Nación, Academia Argentina Emprende. (2018 a la actualidad).

Amadeo R. Vázquez y Vázquez. DNI 11.574.664. CUIT 20-11574664-3. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 25 de enero de 1942. Licenciado en Derecho y Ciencias Políticas (1963); Curso de Administración de Empresas para Directores, Universidad Católica Argentina (1966). Ex Presidente de Telecom Argentina S.A (2002 a 2007), CEO y Vicepresidente Ejecutivo de Banco Río de la Plata S.A. (1994 a 1997), Director Independiente y Presidente del Comité de Auditoria de Tenaris S.A., Luxemburgo, (2003 a la fecha); Director Independiente y miembro del Comité de Auditoría de la Sociedad. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.

Guillermo C. Ambroggi. DNI 10.078.310. CUIT 20-10078310-0. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 17 de octubre de 1951. Abogado Universidad de Buenos Aires (1977). Magister en Derecho Empresario Universidad Austral (1995). Socio titular del Estudio Jurídico Ambroggi & Asociados, Abogados. Presidente de la Cámara Española de Comercio de la República Argentina (desde 2006). Vicepresidente Primero de la Fundación Teatro Colón de Buenos Aires (desde 2015). Consejero del Consejo de Administración de la Fundación España. Síndico titular de Roca Argentina, SA. Gerente de Empresarios Agrupados SRL. Síndico titular de Invergas, SA. Director suplente de Naturgy.

Gerentes de Primera Línea

En el siguiente gráfico se detalla la estructura de la Gerencia de la Sociedad, incluyendo la Gerencia de Primera Línea:

El siguiente cuadro detalla los cargos gerenciales de primera línea de la Sociedad:

CARGO	**APELLIDOS**	**NOMBRES**	**ANTIGÜEDAD EN EL CARGO**
Gerente General	González Santos	Alberto	2 años
Director de Gestor del Sistema de Distribución	Yañez	Martin	5 meses
Director de Regulación	Fernandez	José Luis	1 mes

Directora de Comunicación	Llapur	María Bettina	25 años y 3 meses
Director de Operaciones	Mendivil	Adolfo	5 meses
Director de Administración y Seguimiento Operativo	Teich	Jorge Daniel	6 años y 2 meses
Director Comercial	Latorre	Gustavo	5 meses
Director de Servicios Jurídicos	Wilkinson	Gabriel E.M.	20 años y 3 meses
Director de Controlling	Di Mauro	Gonzalo	1 mes
Director de Recursos	Payero	Omar Alberto	6 años y 11 meses
Director de Servicios Compartidos	Martínez	Gustavo Adolfo	7 años y 4 meses

A continuación, se indica, con respecto a los gerentes de primera línea cuyos antecedentes no se detallan en "*Directores Titulares y Suplentes – Carácter de Independencia*" del presente Prospecto, los principales antecedentes profesionales, los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen, en su caso, y si tienen contratos de trabajo con Naturgy:

Adolfo Mendivil. DNI 20.054.920. CUIT 20-20054920-2. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 13 de julio de 1968. Licenciado en Comercialización (2005); Programa Ejecutivo de Dirección General (Escuela de Dirección de Empresas). Director Comercial (diciembre 2014 a la fecha). Gerente de Natural Energy (marzo 2011 a diciembre 2014). Gerente de Natural Servicios (Julio 2010 a marzo 2011). A cargo del área de Mejora de procesos (Noviembre 2008 a julio 2010). Ex Responsable de Asistencia al Cliente (2007 a 2008). Jefe de Centro de Gas (1994 a 2007). Responsable de Unidad de Servicio a Clientes (1992 a 1993). Director titular de Natural Servicios S.A. y Natural Energy S.A. Posee contrato de trabajo desde el 10 de Julio de 1990.

Omar Payero. DNI 14.096.668. CUIT 20-14096668-2. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 23 de diciembre de 1960. Licenciado en Recursos Humanos, UADE (1998); Programa Ejecutivo de Dirección General -Escuela de Dirección de Empresas- (2009); Director de Recursos (2012 a la fecha). Gerente de Relaciones Laborales (2007 a 2012). Jefe de Personal (1992 a 2007). También se desempeñó en Gas del Estado como Asistente de Relaciones Laborales (1980 a 1992). Director suplente de Natural Servicios S.A. y Natural Energy S.A. Posee contrato de trabajo desde 28 de diciembre de 1992.

María Bettina Llapur. DNI 13.284.989. CUIT 27-13284989-2. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacida el 26 de diciembre de 1958. Abogada (1985) Está a cargo del área de Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales desde 1994., es Directora de Fundación Naturgy BAN. Ex Gerente de Comunicaciones y Relaciones Públicas de Massalin Particulares S.A.

Gustavo Adolfo Martínez. DNI 11.957.290. CUIT 20-11957290-9. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 3 de febrero de 1958. Abogado. PDE - ESADE Business School. Diplomado Internacional en Management Estratégico por la Universidad de Belgrano. Economic, Technical Aspects and Tools of Public Utility Regulation - Michigan State University, Eli Broad Graduate of School Management - East Lansing, Michigan, U.S.A. Fue Director de Compras, Prevención y Servicios Generales. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Asuntos Legales y Regulatorios de la sociedad. Es Presidente de la Asociación de Abogados de la Industria del Gas (ADAIG). Fue adjunto de la Gerencia de Asuntos Legales de Ledesma S.A.A.I. y director de Industrias Grafex San Luis S.A. y Castinver S.A. También se desempeñó como asesor legal de Ctibank NA y Diners Club Argentina y fue Secretario de la Junta Nacional Electoral y Prosecretario Electoral de la Capital Federal.

Martín Norberto Yañez. DNI 18.333.462. CUIT 20-18333463-9. Dirección: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 24 de marzo de 1967. Ingeniero Hidráulico. UNLP (1991). Master en Administración Estratégica (candidate), Universidad de Belgrano (1997). Posgrado de especialización en Estructura Jurídico-Económica de la Regulación Energética. UBA (2009). Actualmente a cargo del área Operaciones. Ex Director de Gestión de Red. Estuvo a cargo del área de Compras y Servicios Generales. Ex Gerente de Organización y Calidad y Ex Gerente de Desarrollo Internacional de Gas Natural SDG (España).

José Luis Fernandez. DNI 21.464.668. CUIL 20-21464668-5. Dirección: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 22 de Enero de 1970. Contador Público Universidad de Belgrano (1993) Ha participado en Programas de Desarrollo Directivo en el IESE y en ESADE en España. Actualmente a cargo del área de Controlling en Naturgy Argentina. Estuvo a cargo de la Dirección Económico Financiera en Gas Natural Fenosa en la Zona Andina y en Centroamérica, además de ser el Director Corporativo en Unión Fenosa Panamá. Inicialmente se ha desempeñado como gerente en auditoría en Grant Thornton y posteriormente ha sido director en consultoría de gestión de la empresa Soluziona.

Jorge Teich. DNI 18.323.700. CUIT 20-18323700-5. Domicilio: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 27 de marzo de 1967. Contador Público (1998). Master en Dirección de Finanzas (2001). Programa de Desarrollo Ejecutivo – Alta Dirección (2006). Es Director Económico Financiero. Ex Director Técnico de Atención al Cliente, fue Director de Servicio al Cliente, tuvo el cargo de Controller Argentina, fue Gerente de Servicio al Cliente, fue Gerente de Operaciones, se desempeñó como Jefe de Sucursal (1994 a 1995). Ex Jefe de Contabilidad, Administración y Finanzas en Neogas S.A. Fue Responsable administrativo – contable y Responsable de Servicio Técnico en Valero Comunicaciones.

Órgano de Fiscalización

De acuerdo a lo establecido en el art. 31 de los Estatutos Sociales y en las normas legales vigentes, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por un mínimo de 3 (tres) y un máximo de 5 (cinco) Síndicos Titulares que durarán un ejercicio en sus funciones. También son designados entre un mínimo de 3 (tres) y un máximo de 5 (cinco) Síndicos Suplentes, que reemplazarán a los Titulares en los casos previstos por el Artículo 291 de la Ley 19.550. Los tenedores de las acciones Clase A de la Sociedad designan entre 2 (dos) y 4 (cuatro) Síndicos Titulares y sus respectivos Suplentes y, el restante Síndico Titular y su Suplente, son designados por los tenedores de las acciones Clase B de la Sociedad.

La Comisión Fiscalizadora sesiona con la presencia de la mayoría de sus integrantes y adopta las resoluciones por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos que la normativa vigente le confiere al Síndico disidente.

A continuación se detalla la composición de la Comisión Fiscalizadora de Naturgy, su calidad de independencia o no y la fecha en la cual sus integrantes fueron originalmente designados para cumplir funciones como tales:

CARGO	APELLIDOS	NOMBRES	MANDATO		CARÁCTER
			Desde	Hasta	
Presidente	Tesón	Miguel A.M.	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Miembro Titular	Auditore	Sandra	23/04/2020	31/12/2020	Independiente
Miembro Titular	Genco	Ernesto	23/04/2020	31/12/2020	Independiente

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de Naturgy y los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen en su caso:

Miguel A. M. Tesón. DNI 12.949.718. CUIT 20-12949718-2. Dirección Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 21 de marzo de 1957. Abogado, Universidad de Buenos Aires (1982). Socio del Estudio O´Farrell. Ex Auxiliar de la Defensoría Oficial ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y Tribunales Federales de la Capital Federal, Relator de Vocalía, Secretario Letrado de Vocalía y Secretario General del Tribunal Fiscal de la Nación, y Secretario General de ENTel, Empresa Nacional de Telecomunicaciones. Director Titular de Mariposa S.A.; Director Suplente de Bouncopy del Plata S.A.; Síndico Titular de Invergas S.A., Gas Natural SDG Argentina S.A., Natural Servicios S.A., Energía Distribuida S.A., y Central Piedra Buena S.A.; Síndico Suplente de Hidroeléctrica Diamante S.A., Hidroeléctrica Los Nihuiles, y Autopistas del Sol S.A. y Administrador Suplente de Ford Argentina S.C.A.

Sandra Auditore, DNI. 17.804.147, CUIT 27-17804147-4,. Domicilio Isabel la Católica 939, CABA. Nacida el 3 de noviembre de 1967. Contadora Pública (1995), graduada de la Universidad de Buenos Aires con especialización en Control Gubernamental (2011). Es agente dependiente de la Sindicatura General de la Nación y ejerce la función de Sindico en sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria o minoritaria. Actualmente es Síndico en Nación Seguros S.A., Nación Seguros de Retiro S.A. Nación Reaseguros S.A. y Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (Transener S.A.). Síndico Suplente en Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR S.A.) y en S.A. SAN MIGUEL A.G.I.C.I. y F.

Ernesto José Genco. DNI 26.053.253. CUIT 20-26053253-8. Dirección: Isabel la Católica 939, CABA. Nacido el 21 de enero de 1978. Abogado (2002). Socio del Estudio O´Farrell. Gerente titular de Hospitality and Retail Solutions SRL, Administrador titular Stream Flo SAS, Gerente Suplente de ASB Technologies S.R.L., Sindico Suplente de Invergas S.A. y de Gas Natural SDG Argentina S.A, Sindico Suplente de Dräger Argentina S.A.

Remuneración

Al 31 de diciembre de 2019, los honorarios de los miembros del del Directorio y Comisión Fiscalizadora por un total de $1.132.522. De acuerdo a lo previsto en el art. 13 de los Estatutos Sociales, Naturgy BAN S.A. emite a favor de sus empleados de todas las jerarquías con relación de dependencia, bonos de participación para el personal en los términos del art. 230 de la Ley de Sociedades Comerciales, de forma tal que distribuye entre los beneficiarios un porcentaje de las ganancias de cada ejercicio, después de impuestos, del 0,5%. La participación correspondiente a los bonos es abonada a los beneficiarios cuando, de acuerdo a las disposiciones legales, debe efectuarse el pago de los dividendos. Estos bonos de participación son personales e intransferibles y su titularidad cesa con la extinción de la relación laboral, sea cual fuere su causa. La distribución del 0,5% de las ganancias de cada ejercicio entre los beneficiarios de los bonos de participación para el personal se realiza aplicando una fórmula polinómica que considera la remuneración, la antigüedad y las cargas de familia del empleado, la cual fue aprobada por la Resolución 219/1994 del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Nación.

La Sociedad actualmente no posee planes de opciones sobre acciones.

No existen relaciones familiares entre los miembros del Directorio y los Gerentes de primera línea.

Otra Información Relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

Los actuales Directores e integrantes de la Comisión Fiscalizadora de Naturgy fueron designados en la Asamblea de Accionistas de la Sociedad Nro 44 del 26 de abril de 2019 para cumplir funciones durante el ejercicio 2018 pero permanecerán en sus cargos hasta tanto sean reemplazados (conforme con lo establecido en los arts. 257 y 287 de la Ley de Sociedades Comerciales y a los arts. 21 y 31 de los Estatutos Sociales de Naturgy, respectivamente).

Los Directores no poseen contratos de locación de servicios con la Sociedad.

En orden a lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales, el art. 30 de los Estatutos Sociales contempla que la Sociedad cuenta con un Comité de Auditoría, cuya composición, ámbito de actuación y funcionamiento deberá respetar lo establecido en la legislación aplicable, en los Estatutos Sociales y lo que en el ámbito de sus facultades establezca el Directorio de la Sociedad.

El Comité de Auditoría de Naturgy sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes físicamente o comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, tales como video-teleconferencias o herramientas similares. A los efectos del cálculo de las mayorías requeridas para la toma de decisiones, se considerarán como presentes tanto a los miembros que asistan físicamente, como a los que estén comunicados a través de los medios de transmisión referidos. Si las reuniones del Comité de Auditoría se celebran con la participación de sus miembros a distancia, se deja constancia de sus nombres en el acta respectiva.

El Directorio de la Sociedad está facultado para: a) fijar el número de integrantes del Comité de Auditoría; b) determinar su estructura y los requisitos que deben cumplir los Directores que lo integren; c) designar a sus miembros Titulares y Suplentes; d) establecer las tareas a su cargo y los medios con los que contará para su funcionamiento; e) estipular un plan de capacitación para sus integrantes; f) determinar pautas de funcionamiento, complementarias a las previstas en los Estatutos Sociales y en la normativa aplicable y g) establecer las reglas a las que deberán ceñirse sus integrantes en su relación con el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, los dependientes de la Sociedad y con los terceros con quienes interactúen en el

desempeño de sus funciones. El Comité de Auditoría se encuentra facultado para dictar un reglamento propio respecto de aquellas cuestiones que no se encuentren previstas en la normativa vigente, los Estatutos Sociales y lo que el Directorio disponga en el marco de sus atribuciones.

Si el número de vacantes de Directores "independientes" en el Comité de Auditoría le impide sesionar válidamente, aún habiéndose incorporado los miembros Suplentes, la Comisión Fiscalizadora debe designar nuevos Directores "independientes" para integrarlo, quienes ejercerán sus cargos hasta que la ausencia y/o impedimento de los miembros Titulares y/o Suplentes que hubieren reemplazado cese y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria de Accionistas.

En su reunión del 12 de mayo de 2003, el Directorio aprobó la estructura del Comité de Auditoría y los requisitos para integrarlo, las tareas a su cargo, los medios para su funcionamiento y el plan de capacitación de sus integrantes, pautas que fueron parcialmente modificadas por el propio órgano de Administración el 11 de agosto de 2004. Estos parámetros fueron aprobados por la CNV e inscriptos en el Registro Público de Comercio, el 24 de noviembre de 2004 bajo el N° 14.928 del L° 26 de Sociedades por Acciones.

La actual composición del Comité de Auditoría de Naturgy es la siguiente:

Nombre y apellido	Cargo	Calidad:
Rafael Salas Cox	Presidente	No independiente
Alan Whamond	Miembro Titular	Independiente
Luis Gonzalo Palacios Vázquez	Miembro Titular	Independiente
Julio Naveyra	Miembro Suplente	No independiente
Amadeo R. Vázquez y Vázquez	Miembro Suplente	Independiente
Guillermo Ambroggi	Miembro Suplente	Independiente

Los actuales integrantes del Comité de Auditoría fueron designados por el Directorio de Naturgy mediante el acta de Reunión de Directorio N° 205 del 26 de abril de 2019 para desempeñarse como tales durante el ejercicio 2019, pero permanecerán en sus cargos hasta tanto sean reemplazados (conforme su calidad de Directores y lo establecido en el art. 257 de la Ley General de Sociedades y en el art. 21 de los Estatutos Sociales). La Sociedad no posee Comité de Remuneraciones u otros Comités distintos al de Auditoría.

Asesores

El principal asesor legal con el cual la Sociedad mantiene una relación continua es el Estudio O'Farrell, con domicilio en la Avenida de Mayo 651 piso 3 oficina 14 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1084AAB). El Estudio O'Farrell asesora legalmente a Naturgy en la creación del Programa y en la emisión de las Obligaciones Negociables.

La Sociedad no cuenta con asesores financieros con los que mantenga una relación continua.

Auditores

Los auditores externos de la Sociedad desde el inicio de sus operaciones fueron PriceWaterhouse & Co. S.R.L., contadores públicos independientes, inscriptos en el Registro de la Asociación de Profesionales Universitarios del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (el "CPCECABA") (T° 1 F° 17). El domicilio de PriceWaterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 piso 7° de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1106ABG). La Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 40 de fecha 14 de abril de 2016 aprobó la designación de la firma PriceWaterhouse & Co. S.R.L. como auditor externo de los estados financieros de la Emisora por el ejercicio anual finalizados el 31 de diciembre de 2016, y a los Sres. Raúl Leonardo Viglione como Auditor Titular y Reinaldo Sergio Cravero como Auditor Suplente para dicho ejercicio.

El 26 de abril de 2017 la Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 41 aprobó nuevamente la designación de la firma PriceWaterhouse & Co. S.R.L. como auditor externo de los estados financieros de la Emisora por el ejercicio anual finalizados el 31 de diciembre de 2017, y a los Sres. Raúl Leonardo Viglione como Auditor Titular y Reinaldo Sergio Cravero como Auditor Suplente para dicho ejercicio.

El 23 de abril de 2018,la Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 42 de aprobó la designación de la firma PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L. miembro de Ernst & Young Global Limited ("EY") como auditor externo de los estados financieros de la Emisora por el ejercicio anual en curso. Se designó al Sr. Pablo G. Decundo como Auditor Titular y a los Sres. Ezequiel A. Calciati y Enrique C. Grotz como Auditores Suplentes para dicho ejercicio.

El 26 de abril de 2019,la Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 44 , aprobó la designación de la firma PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L. miembro de EY como auditor externo de los estados financieros de la Emisora por el ejercicio anual en curso. Se designó al Sr. Pablo G. Decundo como Auditor Titular y a los Sres. Ezequiel A. Calciati y Gustavo Ariel Kurgansky como Auditores Suplentes para dicho ejercicio.

Por último, el 23 de abril de 2020, la Asamblea Ordinaria de Accionistas N° 45 aprobó la designación de la firma PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L. miembro de EY como auditor externo de los estados financieros de la Emisora por el ejercicio anual en curso. Se designó al Sr. Pablo G. Decundo como Auditor Titular y a los Sres. Ezequiel A. Calciati y Gustavo Ariel Kurgansky como Auditores Suplentes para dicho ejercicio.

EY se encuentra inscripto en el Registro de la Asociación de Profesionales Universitarios del CPCECABA (T° 1 F° 13), su domicilio se encuentra en la calle 25 de mayo 487 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1002ABJ). El socio titular de EY certificante del ejericio 2020 es el contador Dr. Pablo G. Decundo DNI 20.493.014, CUIT 20-20493014-8, quien se encuentra matriculado en el CPCECABA bajo el T° 286 F° 106. Los Dres. Ezequiel A. Calciati DNI 14.455.908, CUIT 20-14455908-9 y Gustavo Kurgansky DNI 28.488.167, CUIT 20-28488167-3son los auditores suplentes del ejercicio 2020, y se encuentran matriculados en el CPCECABA bajo el T° 163 F° 233 y T°309 F°176, respectivamente.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, los empleados de la Sociedad totalizaban 515, 490 y 501 respectivamente, mientras que al 30 de junio de 2020, los empleados de la Sociedad totalizaban 472, desagregados en las siguientes principales áreas de actividad:

	30.06.20	**31.12.19**	**31.12.18**	**31.12.17**
Ejecutivos	25	26	27	27
Técnicos	172	188	173	162
Administrativos	109	119	120	138
Operativos	166	168	170	188
Totales	472	501	490	515

Situación Sindical

A la fecha del presente Prospecto el 74,15% de los empleados de la Sociedad se encuentran comprendidos en el convenio colectivo de trabajo suscripto con el Sindicato de Trabajadores de la Industria del Gas ("STIGAS"), cuya conducción se encuentra alineada con la Confederación General del Trabajo

El acuerdo salarial negociado en el año 2017 con APJ y STIGAS, implicó un incremento salarial no acumulativo del 24,8%, otorgándose un 12 % a partir del mes de abril, un 8 % a partir del mes de junio y 4,8% a partir del mes de diciembre aplicables sobre los rubros remunerativos vigentes al mes de marzo 2017, con excepción del concepto "Consumo Gas". Asi mismo se acordó dos sumas no remunerativas, la primera de $ 10.000 pagadera en noviembre y la segunda de $13.550 pagadera en febrero 2018.

El acuerdo salarial negociado en el año 2018 implicó un incremento salarial no acumulativo del 48%, otorgándose un 10 % a partir del mes de abril, un 5 % a partir del mes de junio, un 5% a partir del mes de agosto, un 5% a partir del mes de Septiembre, un 5% a partir del mes de octubre, un 8% a partir del

mes de diciembre, un 2% en enero 2019 y un 8% en marzo 2019 aplicables sobre los rubros remunerativos vigentes al mes de marzo 2018, con excepción del concepto "Consumo Gas".

Asimismo, se acordó el pago de una gratificación extraordinaria remunerativa por única vez, de $ 24.000.

El acuerdo salarial negociado en el año 2019 con APJ y STIGAS, implicó un incremento salarial no acumulativo del 53,8%, otorgándose un 13% a partir del mes de abril, un 7% a partir del mes de junio, un 5% a partir del mes de agosto, un 5% a partir de septiembre, un 5% a partir del mes de octubre, un 10% a partir del mes de diciembre, un 5% a partir del mes de enero 2020 y un 3,8% a partir del mes de marzo 2020, aplicables sobre los rubros remunerativos vigentes al mes de marzo 2018, con excepción del concepto "Consumo Gas".

Asimismo, se acordó el pago de una gratificación extraordinaria no remunerativa de $36.000 pagadera en el mes de febrero de 2020 y de $912 pagadera en marzo de 2020.

Afiliación Sindical

Al mes de junio de 2020 la cantidad de personas afiliadas a cada sindicato es la que se detalla a continuación.

	30.06.20	**31.12.2019**	**31.12.18**	**31.12.17**
STIGAS	96	96	98	98
APJ	137	138	128	127
UPS	0	0	0	0

Empleados temporales

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad cuenta con 43 empleados temporales. Estas contrataciones temporales se originan en necesidades puntuales de distintas áreas de la Sociedad, en las cuales se verifican picos de trabajo que ameritan un refuerzo de la plantilla efectiva.

Propiedad Accionaria

Los Directores, integrantes de la Comisión Fiscalizadora y Gerentes de Primera Línea de la Sociedad no poseen acciones u opciones sobre acciones de la misma. Tampoco existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de la Sociedad, ni acuerdos que importen la emisión o el otorgamiento de opciones o acciones o valores negociables de Naturgy.

ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DE LA EMISORA Y SU GRUPO ECONÓMICO

Estructura y organización de la Emisora y su grupo económico

La Sociedad forma parte del grupo económico Naturgy Energy S.A. de España, cuya compañía matriz es Naturgy Energy Group, S.A. Naturgy es una de las diez primeras multinacionales energéticas europeas y líder en integración vertical de gas y electricidad de España y Latinoamérica, además del mayor operador mundial de GNL en la cuenca atlántica. Tras su fusión con Unión Fenosa, la compañía tiene presencia en 23 países del mundo, donde cuenta con más de 20 millones de clientes, de los cuales 9 millones están en España, y una potencia eléctrica instalada de 17GW.

Naturgy es líder del mercado de distribución de gas natural en España, a través de 10 compañías distribuidoras, que operan en 13 comunidades autónomas, y de dos comercializadoras. En el mercado eléctrico español, la compañía tiene más de 3,5 millones de clientes y ocupa el tercer puesto como operador principal del sector, según la CNE.

La Sociedad es controlada por Invergas S.A. con una participación del 51% y por Gas Natural SDG Argentina S.A. con una participación del 19%, las cuales a su vez son controladas, con una participación del 95%, por Naturgy Distribución Latinoamérica S.A., que aporta experiencia y capacidad como operador técnico de la Sociedad. Mientras que La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. posee una participación del 5% en el capital social Invergas S.A. y una participación del 5% en el capital social de Naturgy Argentina, S.A. Naturgy Distribución Latinoamérica S.A. es controlada en un 99% de su capital social por Naturgy Energy Group, S.A. A su vez, Naturgy Energy Group S.A. posee un capital social de 1.000.689.341 acciones, el cual se encuentra íntegramente suscrito y desembolsado en acciones, y está controlada por Criteria Caixa Holding S.A.U. con una participación directa del 20,4%, por Rioja Bidco Shareholdings S.L.U. con una participación directa del 20,1% y por Global Infraestructure Partner con una participación directa del 20% en el capital social de Naturgy Energy Group, S.A.

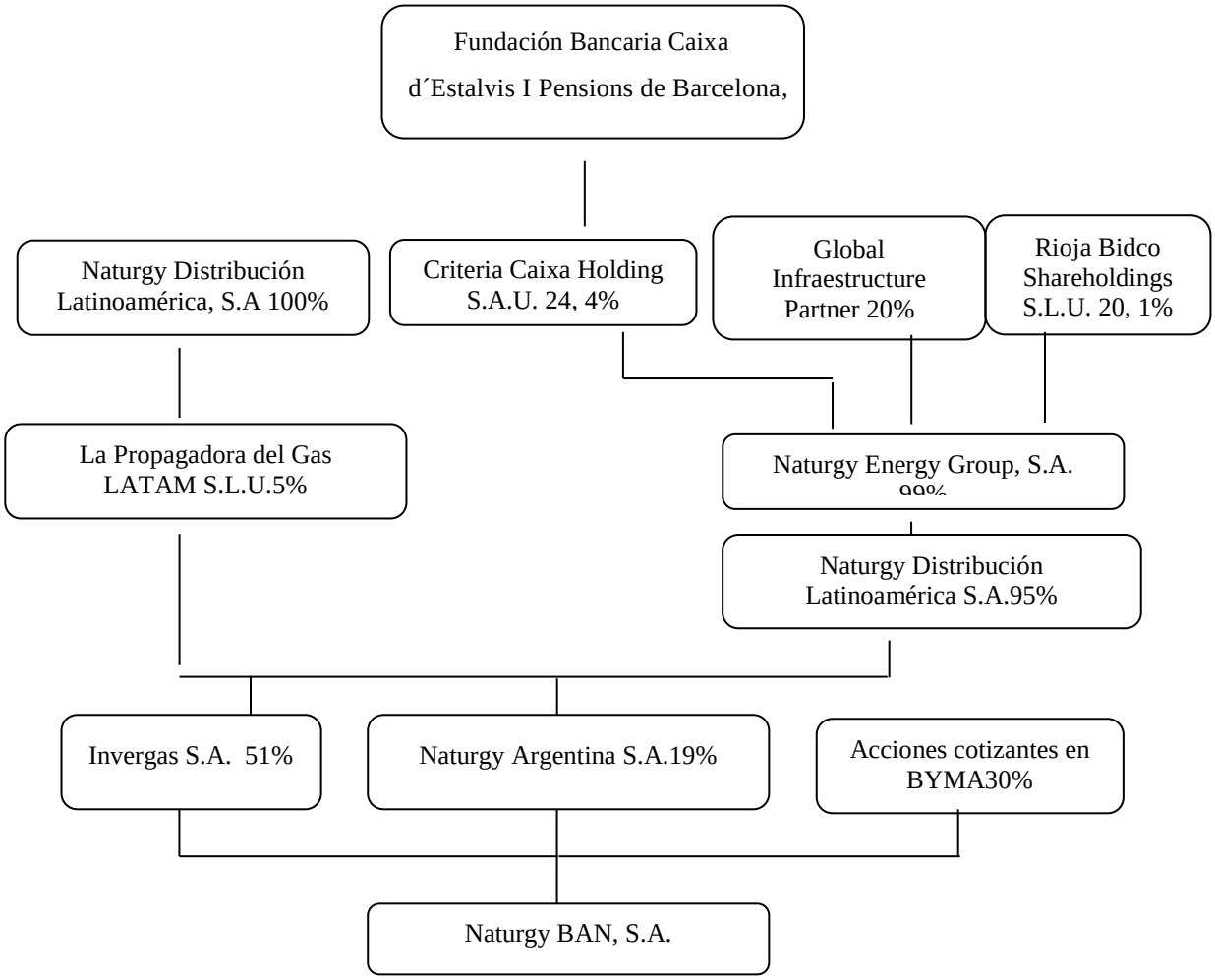
Naturgy Energy Group, S.A se encuentra registrada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores del Reino de España y, como tal, se encuentra sujeta a los requerimientos de información impuestos por las leyes y regulaciones sobre valores negociables del Reino de España Asimismo, las acciones de Naturgy Energy Group, S.A, se encuentran listadas en la Bolsa de Madrid.

Por su parte, La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. es contralada con una participación del 100% por Naturgy Distribución Latinoamérica S.A., ya que es propietaria de 100.000 de sus acciones. Para mayor información, ver "*Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico"* del Prospecto.

Invergas S.A. y Naturgy Argentina S.A. son sociedades constituidas bajo las leyes de la Argentina, mientras que Naturgy Distribución Latinoamérica S.A., Naturgy Energy Group, S.A. y La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. son sociedades constituidas bajo las leyes del Reino de España.

Del 30% restante de la participación directa en Naturgy BAN S.A., el 26,6% corresponde al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto (FGS – ANSES) por la absorción de las participaciones accionarias de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones (AFJP), y el 3,4% restante a inversores privados.

La composición accionaria de Naturgy, así como la de Invergas S.A. y Naturgy Argentina S.A. es la siguiente:



La Sociedad no posee subsidiarias.

Accionistas Principales

Invergas S.A. y Naturgy Argentina S.A. (antes denominada Gas Natural SDG Argentina S.A.) poseen cada una de ellas el 51% y el 19% de las acciones de la Sociedad, ya que son propietarias, respectivamente de 166.025.384 acciones Clase A (representativas del 100% de las acciones Clase A), y de 61.852.593 acciones Clase B (representativas del 39% de las acciones de la Clase B). Estas tenencias accionarias no han registrado cambios en los últimos 5 años.

El 19% del capital social representado por acciones Clase "B" corresponde a Naturgy Argentina S.A. y el 30% restante cotiza en Bolsas y Mercados Argentinos S.A., del cual el 26,6% corresponde al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto (FGS – ANSES), y el restante 3,4% a inversores privados.

Invergas S.A. y Naturgy Argentina S.A. se encuentran controladas con una participación del 95%, por Naturgy Distribución Latinoamérica S.A. (antes denominada Gas Natural Internacional SDG, S.A. y posteriormente denominada Gas Natural Distribución Latinoamericana S.A.), ya que ésta es propietaria de 140.224.510 acciones de Invergas S.A. y de 120.391.506 acciones de Naturgy Argentina S.A. Por su parte, La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. posee una participación del 5% en el capital social de Invergas S.A. y una participación del 5% en el capital social Naturgy Argentina S.A, ya que es propietaria de 7.308.238 acciones de Invergas S.A. y de 6.336.395 acciones Naturgy Argentina S.A

La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. es una sociedad constituida en el Reino de España, que posee un capital social de 100.000 acciones. Sus estatutos se encuentran inscriptos en la IGJ, bajo el número

889 del libro 60, tomo B de Estatutos Extranjeros. De conformidad con lo dispuesto por los estatutos de La Propagadora del Gas LATAM S.L.U., no se encuentra sujeta a restricción o prohibición legal alguna para realizar actividades en su lugar de constitución. La Propagadora del Gas LATAM S.L.U. es contralada con una participación del 100% por Naturgy Distribución Latinoamérica S.A., ya que ésta es propietaria de 100.000 acciones de La Propagadora del Gas LATAM S.L.U.

A su vez, Naturgy Distribución Latinoamérica S.A.., controlada con una participación del 99,9% por Naturgy Energy Group, S.A., es una sociedad constituida en el Reino de España, que posee un capital social de 66.952.868 acciones. Sus estatutos se encuentran inscriptos en la IGJ, bajo el número 21 del libro 53, tomo B de Estatutos Extranjeros. De conformidad con lo dispuesto por los estatutos de Naturgy Distribución Latinoamérica S.A.., no se encuentra sujeta a restricción o prohibición legal alguna para realizar actividades en su lugar de constitución.

Naturgy Energy Group, S.A., controla indirectamente el 66,5% de Naturgy BAN S.A.. Es una sociedad constituida bajo las leyes del Reino de España que posee un capital social de 1.000.689.341 acciones, el cual se encuentra íntegramente suscrito y desembolsado. El capital social está integrado por 1.000.689.341 acciones de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, representadas por anotaciones en cuenta y pertenecientes a una misma clase y serie, siendo la entidad encargada de su registro contable la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A. (IBERCLEAR). Todas las acciones tienen idénticos derechos políticos y económicos, cotizan en las cuatro Bolsas españolas a través del mercado continuo y forman parte del índice Ibex 35 y en particular del Ibex Utilities. Se encuentra controlada por Criteria Caixa Holding S.A.U. con una participación directa del 20,4% en el capital social de Naturgy Energy Group S.A.. por Rioja Bidco Shareholdings S.L.U. con una participación directa del 20,1% en el capital social y por Global Infraestructure Partner con una participación directa del 20% en el capital social. De conformidad con lo dispuesto por los estatutos de Naturgy Energy Group, S.A., no se encuentra sujeta a restricción o prohibición legal alguna para realizar actividades en su lugar de constitución.

Criteria Caixa Holding S.A.U. es controlada con una participación del 100% en el capital social por Fundación Bancaria Caixa d´Estalvis I Pensions de Barcelona La Caixa.

Naturgy Energy Group, S.A se encuentra registrada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores del Reino de España y, como tal, se encuentra sujeta a los requerimientos de información impuestos por las leyes y regulaciones sobre valores negociables del Reino de España. Asimismo, las acciones de Naturgy Energy Group S.A, se encuentran listadas en la Bolsa de Madrid. Para mayor información, ver "*Información Sobre la Emisora –Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico".*

Tanto las acciones Clase A como las Clase B otorgan derecho a 1 voto cada una. La única previsión en los Estatutos Sociales referente a los derechos de cada Clase de acciones se refiere a la elección de los integrantes de la Comisión Fiscalizadora, ya que el art. 31 prevé que de 2 (dos) a 4 (cuatro) Síndicos Titulares y sus respectivos Suplentes sean elegidos por los tenedores de las acciones Clase A y, el restante Síndico Titular y su Suplente, por los tenedores de las acciones Clase B. Mas allá de lo señalado precedentemente, los accionistas principales no tienen derechos de voto diferentes al resto de los accionistas de la Sociedad.

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no tiene celebrados convenios de accionistas cuyo objeto sea el indicado en el inciso h) del artículo 99 de la Ley de Mercado de Capitalessituaci.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Sociedad tiene firmado un contrato de Asistencia Técnica con Naturgy Energy Group, S.A. De acuerdo con los términos del Contrato de Asistencia Técnica, cuya suscripción fue establecida por el Gobierno Argentino como una obligación en el marco de la privatización de Gas del Estado, dentro de las exigencias del Pliego de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto, Naturgy Energy Group, S.A. provee asistencia técnica a la Sociedad recibiendo en pago un honorario por asistencia técnica igual al mayor entre US$375.000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral. Esta cifra, que originalmente fue pactada en dólares, actualmente está siendo abonada en pesos. Este contrato es por el término de 35 años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la Licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario.

Adicionalmente y de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 último párrafo del Contrato de Asistencia Técnica o CAT, el 2 de enero de 1993 la Sociedad y Naturgy Energy Group, S.A. celebraron un

contrato (el "Contrato con Personal Desplazado") mediante el cual, en caso que Naturgy Energy Group, S.A. en su calidad de Operador Técnico destinara parte de su personal a cumplir funciones en la Emisora, Naturgy Energy Group, S.A. facturaría a la Sociedad un precio por ello de acuerdo con las funciones que cada uno cumpla dentro de la Sociedad.

Natural Servicios S.A. es una compañía constituida bajo las leyes de la Argentina controlada indirectamente por Naturgy Energy Group, S.A., que desarrolla actividades en mercados desregulados, y presta algunos servicios a Naturgy. A su vez, Naturgy suministra el servicio de gas natural por redes a Natural Servicios S.A. en distintos inmuebles donde ésta desarrolla su actividad.

Natural Energy S.A. es una compañía constituida bajo las leyes de la Argentina controlada por Naturgy Distribución Latinoamérica S.A. sociedad integrante del Naturgy Energy Group de España (anteriomente denominado Grupo Gas Natural de España), cuyo objeto social está centrado en la comercialización de energía, principalmente gas natural, así como también en brindar a sus clientes una solución integral a sus necesidades energéticas.

A continuación, se detallan las transacciones con partes relacionadas según se las define en las Normas de la CNV:

Operaciones con Naturgy Energy Group, S.A., Sucursal Argentina:

Valores expresados en moneda de cada período

	Cifras expresadas en millones			
	30.06.20 (a)	**31.12.19 (b)**	**31.12.18 (c)**	**31.12.17 (d)**
	$	$	$	$
Créditos	1,091	0,044	0,983	-
Deudas comerciales	41,358	109,292	167,320	30,313
Otros ingresos netos				
Honorarios por servicios de teneduría de libros y otros	0,859	1,228	1,548	1,275
	0,859	1,228	1,548	1,275
Gastos operativos				
Honorarios operador técnico s/Contrato de Asistencia Técnica (CAT)	42,246	83,607	158,653	101,536
Contrato de servicios de personal según art. 6, último párrafo, del CAT	17,449	36,004	21,500	5,857
	59,695	119,611	180,153	107,393

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Operaciones con Natural Servicios S.A.:

	Cifras expresadas en millones			
	30.06.20 (a)	**31.12.19 (b)**	**31.12.18 (c)**	**31.12.17 (d)**
	$	$	$	$
Otros créditos	-	0,020	-	0,004
Deudas comerciales	4,836	7,693	0,004	-
Bienes de uso				
Servicios de construcción de acometidas	-	5,505	13,466	11,637
Redes de gas	-	-	-	0,537
	-	5,505	13,466	12,174
Ingresos por ventas y servicios				
Servicios varios	0,058	0,222	0,273	0,225
	0,058	0,222	0,273	0,225
Gastos operativos				
Centros integrales de pago	27,358	53,455	60,475	38,770
	27,358	53,455	60,475	38,770

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Operaciones con Natural Energy S.A.:

	Cifras expresadas en millones			
	30.06.20 (a)	**31.12.19 (b)**	**31.12.18 (c)**	**31.12.17 (d)**
	$	$	$	$
Otros créditos	1,298	4,694	20,579	1,871
Deudas comerciales	-	0,037		
Ingresos por ventas y servicios	-	-		
Venta de transporte	63,972	46,581	16,365	0,209
	63,972	46,581	16,365	0,209

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Operaciones con Naturgy Energy Group S.A.:

	Cifras expresadas en millones			
	30.06.20 (a)	**31.12.19 (b)**	**31.12.18 (c)**	**31.12.17 (d)**
	$	$	$	$
Otros créditos	531,822	415,756	431,770	162,306
Deudas comerciales	10,064	8,899	8,616	4,139
Otros ingresos netos				
Contrato de servicios de personal			62,577	23,495
Gastos operativos				
Servicios informáticos	144,042			
	144,042			

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Activo Fijo

Los principales activos fijos de la Sociedad son: conductos y sistemas de media y baja presión, ramales de alta presión y la planta de Peak Shaving, entre otros.

Para los bienes transferidos por Gas del Estado, se tomó como valor de origen global el asignado a los mismos en el Contrato de Transferencia, que surgió como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido, ambos efectuados en dólares convertidos en pesos a la paridad de US$1 = $1. Los bienes incorporados al patrimonio de la Sociedad con posterioridad al momento de otorgarse la Licencia han sido valuados a su costo de adquisición. Tanto estos últimos, como los bienes transferidos por Gas del Estado han sido reexpresados siguiendo la metodología descripta en nota 2.1 a los Estados Financieros incorporados por referencia al presente Prospecto, a excepción de las redes de distribución construidas y cedidas por terceros.

Dado que el marco tarifario de la distribución de gas en la Argentina no contempla una retribución a la inversión en expansión, ciertas redes son encaradas por terceros (municipalidades, cooperativas, asociaciones civiles, etc.) y cedidas a la Sociedad para que la misma se haga cargo de la operación, mantenimiento y su posterior reposición.

Desde el 1 de julio de 1995 y hasta el 31 de diciembre de 2000, estas obras eran valuadas por el menor valor entre el costo de construcción o reposición y el de utilización económica, de conformidad con el criterio establecido por la CNV el 28 de julio de 1995. La contrapartida, en la medida en que el valor de Zla obra incorporada excedía el costo, se afectaba a una cuenta regularizadora que se exponía deduciendo en Bienes de Uso con un criterio de depreciación equivalente al del bien incorporado, quedando, en consecuencia, las incorporaciones registradas al costo efectivamente incurrido por la Sociedad.

Dicho costo de incorporación de las redes cedidas se compone de los gastos incurridos por la Sociedad hasta su habilitación, más el monto equivalente en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes

con derecho a ello determinado por el ENARGAS. Estos metros cúbicos a bonificar están constituidos por el exceso sobre el valor de negocio de la obra cedida, teniendo en cuenta los costos ya incurridos por la Sociedad.

Al respecto, el ENARGAS emitió las Resoluciones 282 del 19 de marzo de 1996, 361 del 11 de septiembre de 1996, 422 del 3 de febrero de 1997, 587 del 16 de marzo de 1998 y 1.356 del 9 de diciembre de 1999 mediante las cuales se determinaron los montos a bonificar para los emprendimientos de 1993 a 1998, que pasan a formar parte del costo efectivamente incurrido. Dada esta situación, y a los efectos de simplificar esta operatoria, a partir del 1 de enero de 2001, la Sociedad valúa las incorporaciones de bienes cedidos directamente al costo incurrido reexpresado, siguiendo la metodología descripta en nota 2.4 a los Estados Financieros incorporados por referencia al presente Prospecto. Al 31 de diciembre 2019, la Sociedad tiene registrado un pasivo de $14,76 millones por las bonificaciones por consumos correspondientes a las obras cedidas dentro del rubro “Deudas Comerciales” corriente.

Las existencias de gas en cañerías se encuentran valuadas a su valor de adquisición.

El detalle de Propiedad, planta y equipo al 30 de junio 2020 es el siguiente:

en millones de pesos

Cuenta principal	Valores Originales			Depreciaciones	Neto resultante al 30.06.20
	Al inicio del ejercicio	Aumentos Transferencias Bajas	Al cierre del período	Acumuladas al cierre del período / ejercicio	
	$	$	$	$	$
Terrenos	95,10	-	95,10	-	95,10
Edificios y construcciones civiles	672,84	-	672,84	389,07	283,77
Instalaciones de edificios	311,66	16,57	328,23	251,78	76,45
Gasoductos de alta presión	344,79	0,06	344,85	245,37	99,48
Ramales de alta presión	3.506,47	-	3.506,47	2.259,68	1246,80
Conductos y sistemas media y baja presión	17.978,66	514,68	18.493,34	10.535,19	7.958,15
Otras planta industriales	1912,78	-	1912,78	1827,11	85,68
Estaciones regulación y medición de presión	1866,42	-	1866,42	630,94	1235,48
Instalaciones de medidores de consumo	4.948,29	159,97	5.108,26	1999,76	3.108,50
Otras instalaciones técnicas	1194,89	-	1194,89	780,87	414,02
Maquinarias y herramientas	110,87	19,02	129,89	33,21	96,68
Equipos informáticos y telecomunicaciones	208,98	6,35	215,33	110,44	104,89
Vehículos	165,41	-	165,41	161,53	3,89
Muebles y útiles	25,01	-	25,01	11,10	13,90
Materiales	526,11	17,35	543,46	-	543,46
Line pack	2,91	-	2,91	-	2,91
Obras en curso	3.678,29	(110,36)	3.567,93	-	3.567,93
Subtotal	37.549,49	623,63	38.173,12	19.236,05	18.937,07
Regularizadora bienes transferidos por terceros	(3.670,16)	-	(3.670,16)	(1793,73)	(1876,43)
Total período actual	33.879,34	623,63	34.502,96	17.442,32	17.060,64

Valores expresados en moneda al 30 de junio de 2020

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Información Contable y Financiera

A continuación se resume la información contable, financiera y operativa relevante de Naturgy por los períodos de seis meses finalizaddos el 30 de junio de 2020 y 2019 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, que ha sido extraída de los estados contables a dichas fechas, que se encuentran publicados en la AIF bajo los ID N° 2642517, 2446278 y 559834-D, respectivamente, (los "Estados Contables"), que junto a las notas a dichos Estados Contables han sido incorporados al presente Prospecto por referencia y que deberá ser leída conjuntamente con la información de la sección "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*" del presente Prospecto. El mencionado resumen se encuentra condicionado, en su totalidad, por la información expresada en tales Estados Contables.

Generalidades

Los Estados Contables han sido preparados de conformidad con las Normas Internaciones de Información Financiera ("NIIF") (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), e incorporadas por la CNV a través de las Resoluciones Generales Nº 562/09 y 576/10, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen.

La Resolución Nº 600/12 de la CNV postergó, para las sociedades registradas en el Régimen de Oferta Pública que sean licenciatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como sus empresas controlantes, la adopción obligatoria de las NIIF para los ejercicios que comienzan el 1 de enero de 2013.

Las políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros son consistentes con las utilizadas en la preparación de la información bajo NIIF al 31 de diciembre de 2019, 2018, 2017 y se basan en aquellas NIIF vigentes al cierre de cada ejercicio/período.

La preparación de los estados contables a una fecha determinada requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La Dirección de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, el cargo por impuestos diferidos y las previsiones por contingencias. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los Estados Financieros.

La inflación acumulada en tres años se mantuvo en Argentina durante el año 2017 en valores decrecientes respecto del año 2016 y por debajo del 100% acumulado en tres años. Sin embargo, esta tendencia se ha revertido durante el primer semestre de 2018 debido a factores tales como la devaluación del tipo de cambio con su efecto en el precio del gas, petróleo y otros, más la continuidad del proceso de ajuste de tarifas de servicios públicos, así como un contexto de economía internacional también desfavorable en cuestiones de financiamiento.

En este escenario, la inflación trienal acumulada, medida tanto en base a los índices de precios mayoristas como a los índices de precios al consumidor, se ubica actualmente por encima del 100%, y las metas revisadas por el gobierno nacional, y otras proyecciones disponibles, indican que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo.

Por tales razones, al 31 de diciembre de 2018 y 2019 y por los primeros seis meses de 2020 se han cumplimentado las condiciones para que los estados financieros de la Sociedad incorporen el ajuste por inflación establecido en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".

Considerando el mencionado índice, la inflación fue de 53,83% y 47,64% en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Estados Contables y otra información contable

Los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, que se mencionan en este Prospecto, han sido auditados por PriceWaterhouse & Co. S.R.L., contadores independientes, según se indica en sus informes.

Los Estados Contables correspondientes a los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, que se mencionan en este Prospecto, han sido auditados por parte de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. (EY), contadores independientes, según se indica en sus informes.

Los Estados Contables correspondientes a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019 han sido objeto de una revisión limitada por parte de los auditores externos tal como lo exigen las normas vigentes, quienes emitieron su informe de revisión limitada sin observaciones con fecha 7 de agosto de 2020. El alcance de estas revisiones es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los Estados Contables bajo examen.

El resumen de la información contable por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019 se extrajo de los Estados Contables no auditados y sus notas relacionadas, y debe leerse en forma conjunta con los mismos, como así también con la información consignada bajo *"Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera"* incluida en el presente Prospecto. En opinión de la dirección de la Sociedad, la información contable no auditada incluye todos los ajustes necesarios para una presentación razonable de los resultados correspondientes al período intermedio.

Los Estados Contables correspondientes a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019 han sido objeto de una revisión limitada por parte de los auditores externos tal como lo exigen las normas vigentes, quienes emitieron su informe de revisión limitada sin observaciones con fecha 7 de agosto de 2020. El alcance de estas revisiones es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los Estados Contables bajo examen.

Los informes de los auditores de fecha 9 de marzo de 2020 sobre los Estados Contables al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y de fecha 8 de marzo 2019 sobre los Estados Contables al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no contienen salvedades. Al 30 de junio de 2020 y 2019, la paridad peso/dólar utilizada para la preparación de los Estados Contables a dicha fecha incluidos en el Anexo A del presente Prospecto era de 70,26 y de 42,26, por US$1, respectivamente (Fuente: Banco de la Nación Argentina). Asimismo, al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, la paridad peso/dólar, utilizada para la preparación de los Estados Contables incluidos en el Anexo A del presente Prospecto, era $59,69, $38,30 y $18,436 respectivamente (Fuente: Banco de la Nación Argentina).

Diversos montos y porcentajes, incluidos en este Prospecto, han sido redondeados y, en consecuencia, los totales pueden no sumar debido a esta circunstancia.

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina. El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Naturgy son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año. Por lo tanto, los resultados de los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, dada la estacionalidad del negocio de la Sociedad, no pueden utilizarse como base para proyectar los resultados del ejercicio completo.

Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	No Auditado Finalizado el 30 de Junio		Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre		
	2020 (a)	**2019** (b)	**2019** (c)	**2018** (d)	**2017** (e)
	$	$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	13.271,82	11.537,62	32.599,60	31.317,57	10.887,17
Utilidad bruta	2.851,48	2.721,35	6.469,20	9.098,01	3.037,16
Ganancia / (Pérdida) operativa	548,04	1.145,09	2.289,83	5.103,71	934,95
Resultados financieros netos (Perdida)	(38,05)	(87,40)	(39,60)	(177,62)	(74,31)
Resultado por Exposición a cambios en el poder adquisitivo de la moneda ("RECPAM")	95,24	66,87	198,18	608,13	344,87
Ganancias antes de impuestos a las ganancias	605,23	1.124,56	2.448,41	5.534,22	866,39
Impuestos a las ganancias (Pérdida)	(255,57)	620,39	1.160,93	(1.885,82)	594,25
Resutado neto Ganancias (Pérdida)	349,66	1.744,95	3.609,30	3.648,40	611,25
SITUACION PATRIMONIAL					
Propiedad, planta y equipo ("PP&E")	17.060,64	11.375,23	15.117,19	13.624,22	7.235,65
Total de activos	30.461,85	20.239,33	26.351,91	23.395,41	10.702,13
Total Pasivos	12.472,55	9.009,57	10.822,69	11.475,53	5.219,41
Aporte de los Propietarios	8.512,18	5.962,90	7.493,77	7.493,77	4.871,46
Total Reservas	9.127,46	3.521,91	4.426,10	1.918,41	445,42
Total resultados no asignados	349,66	1.744,95	3.609,34	2.507,69	165,83
Total del Patrimonio neto	17.989,30	11.229,76	15.529,22	11.919,88	5.482,72
OTROS DATOS FINANCIEROS					
Adquisicion de Bienes de uso, materiales y repuestos	(625,07)	(887,81)	2.422,97	3.303,10	1.165,02
Depreciacion de Bienes de Uso	550,77	353,57	930,00	808,96	571,34
Gastos financieros (3) (Pérdida)	(569,38)	(450,27)	(1.322,89)	(1.094,31)	408,87
Intereses de Operaciones Financieras y otros	142,97	58,82	209,84	179,33	184,32
EBITDA (1)	1.352,45	1.688,61	3.756,84	6.807,62	1.831,92
Variacion flujo de efectivos Aumento (Disminucion)	558,96	(1.027,65)	9,80	1.234,87	1.687,42

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 30 de junio de 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(e) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Indicadores

	finalizado el 30 de Junio		Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre		
	2020 (a)	**2019** (b)	**2019** (c)	**2018** (d)	**2017** (e)
Liquidez (Activo corriente/ Pasivo corriente)	0,9482	0,9121	0,9132	0,9654	1,0168
Solvencia (PN / Total Pasivo)	1,4423	1,2464	1,4349	1,0387	1,0504
Inmovilización del captial (Activo no corriente / Total Activo)	0,6143	0,6064	0,6277	0,6237	0,6956
Rentabilidad (Resultado del período / PN promedio)	0,0196	0,2088	0,3436	0,4436	0,1857
EBIT (2) / Ingresos por ventas y servicios	0,0456	0,0975	0,0751	0,1911	0,1148
EBITDA (1) / Ingresos por ventas y servicios	0,1019	0,1464	0,1152	0,2174	0,1683
EBITDA (1) / Rdos. Financieros netos	35,5404	19,3200	94,8698	38,3267	24,6517

(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 30 de junio de 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(d) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(e) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

(1) EBITDA: resultado antes de resultados financieros netos, impuestos a las ganancias, depreciaciones de bienes de uso y otros ingresos y egresos netos. El EBITDA no es una medida de rendimiento financiero según las normas contables profesionales vigentes en Argentina y no debe ser considerada por el inversor como una alternativa de ganancia neta, ni como un indicador del desempeño operativo de la Sociedad, ni como una alternativa del flujo de fondos de la Sociedad derivado de las actividades operativas ni como una medida de liquidez. Dado que no todas las compañías utilizan el mismo cálculo de EBITDA, esta presentación del EBITDA puede no ser comparable con otras medidas de similar título.

(2) EBIT: (Pérdida)/Ganancia operativa, tal como surge de los Estados Contables respectivos.

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la capitalización y endeudamiento financiero de la Sociedad al 30 de junio de 2020 y 2019, entendiendo por tal el Patrimonio Neto más las Deudas Financieras. Adicionalmente se expone la composición del Pasivo Corriente y No Corriente.

	No Auditado	
	Período de seis meses finalizado el 30 de Junio	
	2020 (a)	**2019** (b)
	$	**$**
PASIVO CORRIENTE		
Deudas comerciales	10.209,98	6.103,29
Deudas bancarias y financieras	1.446,54	1.010,37
Otras deudas fiscales	367,75	1.406,31
Remuneraciones y deudas sociales a pagar	204,66	69,88
Previsiones	153,74	135,89
Otras deudas	8,79	7,81
Total del Pasivo Corriente	**12.391,47**	**8.733,55**
PASIVO NO CORRIENTE		
Deudas bancarias y financieras	-	41,67
Pasivo por impuesto diferido	-	122,95
Otras deudas fiscales	1,92	2,74
Deudas comerciales	13,43	45,08
Otras deudas	65,73	63,58
Total del Pasivo No Corriente	**81,08**	**276,02**
TOTAL PASIVO		
PATRIMONIO NETO	**17.989,30**	**11.229,76**
CAPTIALIZCION Y ENDEUDAMIENTO (1)	**19.435,84**	**12.281,80**

Notas:
(1) Patrimonio Neto + Deudas bancarias y financieras.
(a) Expresado en moneda del 30 de junio de 2020
(b) Expresado en moneda del 30 de junio de 2019

Procesos Judiciales y Administrativos

Asuntos legales y regulatorios

A continuación, se detallan aquellas situaciones relacionadas con aspectos legales y regulatorios que afectan a la Sociedad. Las cifras incluidas están expresadas en valores históricos.

1. Impuesto sobre los ingresos brutos - Provincia de Buenos Aires. Incremento de alícuota

En el mes de septiembre de 2004 y septiembre de 2005, la Dirección General de Rentas de la Provincia de Buenos Aires ("DGR"), reclamó a la Sociedad por el período enero de 2001 a marzo de 2003 $7,2 millones y por el período abril de 2003 a agosto de 2003 $1,8 millones respectivamente, más recargos y la aplicación de una multa del 5% del monto no ingresado.

El reclamo de la DGR se basa en la no aplicación del incremento de alícuota del 30% del impuesto sobre los ingresos brutos dispuesto por la Ley N°12.727 de la Provincia de Buenos Aires.

La Sociedad presentó recurso de apelación contra los reclamos de la DGR ante el Tribunal Fiscal de Apelaciones de la Provincia de Buenos Aires ("TFAPBA") basados en; (i) dictámenes de la propia DGR y de la Comisión Federal de Impuestos ("CFI") que reconocen el tope establecido por la Ley N°23.966, a la cual adhirió la Provincia de Buenos Aires por medio de la Ley Nº11.244, obligándose a no superar una alícuota global máxima para todas las etapas de comercialización y expendio al público de combustibles líquidos y gas natural del 3,5%, y (ii) que al momento de dictarse este incremento de la alícuota la tasa del impuesto ya estaba en su tope máximo para todas las etapas.

La Sociedad presentó demanda ante la CFI a fin de que determine la legalidad de la pretensión fiscal de la Provincia de Buenos Aires siendo notificada en diciembre de 2005 de la Resolución Nº 333/05 que decidió que el incremento de la alícuota se "encuentra en pugna con lo dispuesto en el art. 22 de la Ley Nº23.966 de coparticipación federal en tanto, al establecer un incremento del 30% de la alícuota del impuesto se ha excedido el límite máximo de 3,5% acordado por esta última norma convencional". Dicha decisión fue apelada por la Provincia de Buenos Aires, y el Plenario de representantes de la CFI resolvió confirmar en todas sus partes la Resolución Nº333/05, sustentando nuevamente la posición de Naturgy BAN S.A.

En junio de 2013 la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN") dicta sentencia rechazando el recurso extraordinario interpuesto por la Provincia de Buenos Aires contra la Resolución de la CFI. De esta manera, la mencionada resolución se encuentra firme y resulta de cumplimiento obligatorio para la Provincia de Buenos Aires.

De inmediato la Sociedad puso en conocimiento del TFAPBA la sentencia de la CSJN y solicitó que se dicte sentencia, dejando sin efecto las determinaciones de oficio practicadas por ARBA, debiendo activar en consecuencia la repetición de impuesto por $9,6 millones.

En abril de 2014 y mayo de 2014, la Sociedad se notificó las sentencias de la Sala II y I respectivamente, ambas del TFAPBA, correspondiente a los períodos abril a agosto 2003 y enero de 2001 a marzo de 2003. Estas resoluciones resolvieron (i) que ARBA practique una nueva liquidación detrayendo el incremento de alícuota declarado improcedente; y (ii) confirmar la resolución recurrida en cuanto no constituyó materia de agravios.

En mayo de 2014 la Sociedad presentó recurso de aclaratoria ante el TFAPBA contra la sentencia de la Sala I atento a las contradicciones existentes entre los considerandos de la sentencia y la parte resolutoria. La aclaratoria fue rechazada y procedió a señalar que la liquidación ordenada a ARBA es para determinar si podrían existir diferencias en los conceptos que la Sociedad incluyó en el plan de facilidades de pago (deudores incobrables) con posterioridad a la presentación del recurso de apelación ante dicho Tribunal. Oportunamente se presentó demanda contra la sentencia, ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de La Plata por no respetar el tope de la alícuota.

En septiembre de 2014 se inició demanda contenciosa por ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de La Plata a fin de cuestionar la sentencia dictada por la Sala II con relación a la aplicación del 0,1% (diferencial entre 3,4% que aplican las distribuidoras y 3,5% máximo para toda la actividad). En octubre de 2014 se recibe traslado de la liquidación practicada por la provincia de Buenos Aires, la cual fue impugnada por no respetar las resoluciones judiciales.

En febrero de 2015 la Sociedad fue notificada de la sentencia de la Sala I del Tribunal Fiscal de Apelaciones de la Provincia de Buenos Aires ("TFAPBA") que aprueba la liquidación practicada por ARBA, contradiciendo las sentencias de la Comisión Federal de Impuestos ("CFI") y de la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN"). Contra dicha sentencia se presentó recurso de reposición, cuyo rechazo por parte de la Sala I del TFAPBA fue notificado en abril 2015. De esta manera ARBA queda facultada a librar boleta de deuda e iniciar acción de cobro compulsivo (embargo).

En agosto de 2015 la Sociedad presentó escrito ante la CFI, denunciando el incumplimiento de ARBA a los fallos de la propia CFI y de la CSJN, solicitando se aplique la sanción prevista en el Art. 13 de la Ley Nº 23.548.

Por otra parte, la Sociedad tomó conocimiento del inicio del cobro compulsivo por parte de ARBA, por tal razón se firmó convenio en Fiscalía de Estado acreditando el pago de $ 15,63 millones hasta tanto se disponga de la sentencia final de la justicia. Adicionalmente, se suscribió un plan de pago sin allanamiento a la pretensión del fisco, que permite continuar con la discusión judicial, correspondiente al período Enero 2001 a Marzo 2003 por un total de $ 4,59 millones. Con estas dos acciones se está evitando todo posible embargo por parte de ARBA, y cumplir con el requisito necesario para continuar la discusión en instancias de la justicia ordinaria, siendo los montos susceptibles de devolución.

Con relación al expediente que comprende los períodos enero 2001 a marzo 2003 el 28 de junio de 2017 la Sociedad presentó un recurso extraordinario de inaplicabilidad de la ley haciendo reserva de caso federal contra el pronunciamiento de rechazo dictado por la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de La Plata que fuera notificado el 12 de junio de 2017.

Con fecha 30 de agosto de 2017 la Sociedad se notificó de la sentencia en la que se rechazó la demanda contenciosa interpuesta para el expediente que abarca el período 04/2003 a 08/2003. Por consiguiente, el 13 de septiembre de 2017 se presentó el correspondiente recurso extraordinario de inaplicabilidad de ley contra dicha resolución.

Con fecha 07 de junio de 2018 se efectivizó el cobro de la devolución del impuesto repetido correspondiente al período 01/2001 a 03/203 por un monto de $ 4,21 millones con más $ 4,44 millones en concepto de intereses. La diferencia entre lo repetido y lo aprobado por ARBA de $ 0,43 millones fue recurrida por la Sociedad.

El 15 de agosto de 2019 se efectivizó el cobro de $12,1 millones en concepto de devolución de Impuesto sobre los Ingresos Brutos correspondiente al período 09/2003 a 10/2004.

El 15 de noviembre de 2019 la Sociedad fue notificada de la sentencia de la Suprema Corte de Justicia de la Provincia de Buenos Aires en la que se resolvió rechazar el recurso de inaplicabilidad de ley interpuesto. Por decisión de la Sociedad, no se interpuso recurso extraordinario por ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

2. Impuesto sobre los ingresos brutos – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En mayo de 2015 la Dirección General de Rentas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires inicia un proceso administrativo reclamando una diferencia de impuesto sobre los ingresos brutos, correspondiente al periodo 07/2010 a 12/2014, donde desconoce la aplicación del tope máximo establecido por la Ley de Coparticipación Federal 23.966, a la cual se encuentra adherida el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mediante la cual se obliga a no superar una alícuota global máxima para todas las etapas de comercialización y expendio al público de combustibles líquidos y gas natural.

El ajuste responde a la diferencia de alícuota entre 3,4% computado por la Sociedad y la alícuota general del 4% vigente para el período 07/2010 a 12/2012 y la del 5% vigente para el período 01/2013 a 12/2014.

El ajuste de impuesto estimado para todo el período es de $ 9,2 millones, en tanto que los intereses estimados al 31 de diciembre de 2019 son de $ 22,7 millones.

En diciembre de 2016 se recibió notificación de resolución de determinación de oficio por el período 07/2010 a 12/2011, en la cual se resuelve; (i) determinar de oficio un impuesto de $ 1,31 millones aplicando las alícuotas generales, (ii) aplicar una multa equivalente al 80% del impuesto reclamado, y (iii) mantener la responsabilidad solidaria al presidente de la Compañía. La Sociedad contra dicha resolución interpuso recurso de reconsideración.

En marzo de 2017 se recibió vista del inicio del procedimiento de Determinación de Oficio por el período 01/2012 a 12/2014, en la cual se resuelve; (i) iniciar el procedimiento de determinar de oficio por

un impuesto de $7,87 millones aplicando las alícuotas generales, y (ii) extender la responsabilidad solidaria al presidente de la Sociedad. La Sociedad interpuso el 29 de marzo de 2017 correspondiente recurso de reconsideración contra dicha resolución.

En diciembre de 2018 se recibe resolución por el período 01/2012 a 12/2014 que resuelve determinar de oficio un impuesto de $ 7,87 millones, aplicar una multa de $ 0,69 millones. Contra dicha resolución el 14 de enero de 2019 la Sociedad y el Sr. Cristiani interpusieron recurso de reconsideración.

En opinión de la Sociedad y de sus asesores legales y tributarios existen sólidos argumentos en sustento de la posición adoptada por Naturgy BAN S.A. resultando remota la probabilidad de un resultado desfavorable para la Sociedad.

3. Impuesto a las ganancias sobre redes de gas cedidas por terceros

El Fisco Nacional ha pretendido en su momento gravar el incremento patrimonial derivado de la incorporación de redes cedidas por terceros, promoviendo diversos procedimientos tendientes al reclamo de diferencias por Impuesto a las Ganancias.

Como consecuencia de todo el recorrido judicial en septiembre de 2014 la CSJN dictó sentencia rechazando el recurso de apelación ordinario interpuesto por el fisco nacional y confirmó la sentencia dictada por la Sala III de la Cámara Nacional de Apelaciones que dejo sin efecto la resolución determinativa de la AFIP e instruyendo a que se dicte un nuevo acto administrativo con arreglo a lo dictaminado por esa Cámara. Asimismo, se confirma la no aplicación de multas, y la imposición de costas por su orden.

Previamente, en octubre de 2007 la Sala III de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, al resolver la apelación ante la CSJN, concedió medida cautelar por lo cual la sociedad discontinuó los pagos de las cuotas del RAFA suscripto en su momento como consecuencia del apremio iniciado por el fisco.

El 20 de febrero de 2018 la Sociedad presento ante la AFIP solicitud de devolución de los montos ingresados mediante el RAFA por $ 33,4 millones.

4. Impuesto de Sellos sobre Acta Acuerdo Provincia de Buenos Aires

El 7 de marzo de 2008 se inició un proceso de fiscalización del impuesto de Sellos Provincia de Buenos Aires por el período abril 2006, el que pretendió el ingreso del impuesto de sellos sobre el Acta Acuerdo por $0,65 millones, calculado sobre el monto de las inversiones comprometidas en dicha Acta.

El 15 de diciembre de 2011 la Sociedad recibió la vista de la determinación de oficio, la que fue contestada en tiempo oportuno.

El 19 de junio de 2012 la Sociedad fue notificada de la Resolución ARBA N°1902/12, que dispuso; (i) determinar el impuesto de sellos sobre el Acta Acuerdo celebrada en Abril de 2006 más intereses, (ii) aplicar una multa equivalente al 20% del impuesto ($0,13 millones), y (iii) establecer la responsabilidad solidaria de los directores titulares de aquel momento. La mencionada Resolución fue recurrida oportunamente ante el Tribunal Fiscal de Apelación de la Pcia. de Buenos Aires.

El 20 de septiembre de 2013 la Sociedad inició una acción declarativa ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación. En dicho escrito se solicitó medida cautelar a fin de que se intime a ARBA a abstenerse de exigir el pago del impuesto de sellos cuestionado. El 26 de septiembre de 2013 la Corte Suprema de Justicia tuvo por presentada la demanda.

En relación con la medida cautelar, el 27 de septiembre de 2013 se formó incidente y se remitió a la Procuración General de la Nación a fin de que emita el correspondiente dictamen, el cual tuvo lugar el 21 de noviembre de 2013.

El 19 de marzo de 2014 la CSJN dicta sentencia por medio de la cual se declara competente y hace lugar a la medida cautelar solicitada por la Sociedad por lo que Arba deberá abstenerse de reclamar el impuesto tanto por vía administrativa como judicial.

El 8 de septiembre de 2017 se notificó a la Sociedad la resolución del Tribunal Fiscal de la Provincia de Buenos Aires que dispuso suspender el trámite de la causa hasta que la Corte Suprema de Justicia de la Nación dicte sentencia.

En opinión de la Sociedad y de sus asesores legales y tributarios existen sólidos argumentos en sustento de la posición adoptada por Naturgy BAN S.A. resultando remota la probabilidad de un resultado desfavorable para la Sociedad.

5. Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") - Diferencia de alícuota contribución al Sistema Único de Seguridad Social ("SUSS") (decreto 814/2001) por los períodos fiscales 7/2011 a 2/2017

El 6 de junio de 2018 la Sociedad fue notificada por la AFIP de una determinación de deuda (con más sus intereses) y aplicación de una multa, por los siguientes conceptos e importes: (i) determinación de contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino ("SIPA") en concepto de "diferencias detectadas por el uso de la alícuota establecida en el Art. 2 Inc. B) del Decreto 814/2001 (17%), correspondiendo aplicar, según la AFIP, la mencionada en el Art. 2 Inciso a) de la misma manda" (21%)

El 2 de diciembre de 2019 la Sociedad fue notificada por la AFIP de una nueva resolución mediante la cual se determinó una deuda por el período 3/2017 a 6/2019 en concepto de contribuciones al Sistema integrado Previsional Argentino ("SIPA) en concepto de "diferencias detectadas por el uso de la alícuota establecida en el Art. 2 Inc. B) del Decreto N° 814/2001 (17%), correspondiendo aplicar, según la AFIP, la mencionada en el Art. 2 Inciso a) de la misma manda" (21%).

Esta nueva notificación sumada a la recibida el 6 de junio de 2018 que comprendía el período 07/2011 a 02/2017, totalizan un importe reclamado por el Fisco de $ 72,13 millones en concepto de capital, $ 114,19 millones por intereses resarcitorios calculados al 30 de junio de 2020, en tanto que en concepto de multas el monto asciende a la suma de $ 47,48 millones.

La Dirección de la Sociedad entiende que la aplicación de la alícuota del 17% es correcta. En este sentido, de acuerdo con el análisis efectuado, es admisible entender por "sociedades anónimas con simple participación estatal regidas por la Ley Nº 19.550", el caso de todas aquellas sociedades anónimas que tengan participación estatal minoritaria, cualquiera fuera el motivo por el cual se ha adquirido tal participación. Entran allí, entonces, las participaciones accionarias que Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") informa tiene en determinadas sociedades anónimas, entre las que se encuentra incluida la Sociedad.

La Sociedad ha interpuesto el 10 de julio de 2018 y 7 de febrero de 2020 sendos recurso de impugnación contra ambas resoluciones.

En tales condiciones y en relación con la mencionada determinación de la AFIP, en opinión de la Sociedad y sus asesores legales, se cuenta con argumentos sólidos y suficientes para hacer prevalecer su posición en instancia judicial.

Adicionalmente, la Dirección de la Sociedad y sus asesores legales consideran que existen altas probabilidades de que la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN") decrete la suspensión de los efectos de una eventual sentencia de la Cámara Federal de la Seguridad Social, no debiendo en consecuencia realizar la Sociedad pago alguno hasta el momento del dictado de una eventual sentencia de la CSJN. Consecuentemente, la Sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 30 de junio de 2020.

6. Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art. 37 inc. 5 del Decreto N°1.738/1992).

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad.

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3.009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004.

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3.096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Naturgy para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural. Esta Resolución fue recurrida por Naturgy en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución.

Mediante las Resoluciones N°3.205/2005 y Nº3.232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Naturgy correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales.

En la Resolución N°3.461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo.

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011.

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión de los segmentos Residencial, P1 y P2.

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S.E. Nº1.070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB. Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior. A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI.

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que "…el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper…" con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado.

El 28 de marzo de 2016, con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Naturgy en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016.

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34 que derogó la normativa que impedía a las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes adquirir gas natural para proveer a estaciones de carga de GNC y estableció los precios del gas natural para este mercado.

El ENARGAS dictó en consecuencia la Resolución N° 3766 con los cuadros tarifarios para los servicios de venta GNC firme e interrumpible vigentes a partir del 1º de mayo de 2016. Adicionalmente, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 80/2017 se dispuso que a partir del 1° de mayo de 2017 las estaciones de carga de GNC puedan optar por adquirir el servicio completo de las distribuidoras o comprar el gas en forma directa a productores o comercializadores. El ENARGAS establece que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses.

Como se ha señalado anteriormente, la Resolución N° 28 mereció los cuestionamientos judiciales y decisión de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "CEPIS", reseñados en el punto anterior.

Luego, transcurrida la audiencia pública para considerar el traslado a tarifas de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y las tarifas transitorias de transporte y distribución, y analizadas las presentaciones, el Ministerio de Energía y Minería dictó la referida Resolución N° 212. Los precios del gas en boca de pozo, establecidos por dicha resolución, implican un plan de reducción gradual y escalonada de subsidios, tanto para los usuarios residenciales como los de Servicio General P1, P2, P3 y GNC, progresiva durante los próximos tres años, a partir del mes de octubre de 2016 hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019.

En línea con lo indicado en el párrafo anterior, el 30 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la resolución 74-E/2017 mediante la cual se establecieron, con vigencia 1° de abril de 2017, los nuevos precios en el PIST para el gas natural. Dichos precios fueron reflejados por el ENARGAS en

las tarifas finales a usuarios establecidas mediante Resolución ENARGAS N° I 4354 del 30 de marzo de 2017.

Mediante Resolución N° 474 E/17, el MINEM determinó los nuevos precios de gas con vigencia a partir del 1º de diciembre de 2017 reflejados en las tarifas finales aprobadas mediante la Resolución ENARGAS N° 122/2017.

De acuerdo a lo establecido en la Resolución MINEM N° 508, a partir del 1º de enero de 2018, los precios del gas natural serán los que surjan de los contratos libremente pactados entre productores y distribuidoras, los que de conformidad con lo establecido en el artículo 38 de la Ley N° 24.076, serán trasladados a las tarifas de distribución de gas natural en su exacta incidencia.

Concluida la Emergencia Pública, el MINEM consideró que el mercado de gas requiere una transición hacia la normalización y propició la suscripción de Bases y Condiciones para asegurar el abastecimiento de las Distribuidoras. Estas Bases fueron firmadas por la mayoría de los productores y las Licenciatarias de gas.

La Sociedad celebró contratos con productores de acuerdo a las citadas Bases y Condiciones que le permiten cubrir su demanda prioritaria promedio, circunstancia acreditada ante el ENARGAS para habilitar el traslado del precio gas en tarifas. En los contratos celebrados, las partes acordaron el precio de gas en dólares estadounidenses y además dispusieron que las facturas fueran emitidas en esa misma moneda, y abonadas en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisa) del cierre del día anterior a la fecha de pago.

Los Acuerdos, siguiendo el principio del pass through plasmado en el Marco Legal del Gas y ratificado en las Bases y Condiciones, otorgan el derecho a las Partes a rescindir los mismos por causa justificada en el caso que el ENARGAS se negara a trasladar a las tarifas los costos de adquisición de gas natural y/o si por cualquier disposición, decisión y/o acto de cualquier autoridad gubernamental, de cualquiera de los tres poderes, y/u organismo contralor, se imposibilitara a las Partes cumplir con alguna de las condiciones del acuerdo o altere su cumplimiento de tal forma que se vuelva perjudicial para alguna de ellos, y sin que ello pudiera ser interpretado como un incumplimiento ni generase indemnización ni compensación alguna a la contraparte.

La Resolución ENARGAS N° 301/18 que aprobó las tarifas vigentes a partir del 1° de abril de 2018 contempla el traslado de los precios acordados, nominados en dólares estadounidenses, considerando para la conversión la cotización vigente el día 15 del mes anterior a la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios.

En función a lo expuesto, y en base a lo establecido en Marco Regulatorio de la Actividad, la Resolución Nº 508/2017 y en las Bases y Condiciones, la Sociedad posee el derecho de que los mayores costos de compra de gas por variación del precio sean trasladados a tarifas a partir del 1º de octubre de 2018, previa autorización del ENARGAS, según el régimen de “pass through” aplicable.

Con motivo de la brusca e importante devaluación de la moneda que se registró a partir de abril de 2018, se solicitó a los proveedores de gas abrir una instancia de negociación que refleje previsibilidad en los precios, buscando morigerar el impacto de aquella en las tarifas finales.

. En ocasión de la audiencia pública para tratar la adecuación semestral de las tarifas y el traslado del precio del gas celebrada el 4 de septiembre de 2018, la Licenciataria solicitó a las autoridades establecer una metodología para el tratamiento de las diferencias de cambio que permita dar previsibilidad y certidumbre y morigerar el impacto de las diferencias por tipo de cambio dentro del período semestral.

La Resolución ENARGAS N° 280/18, que aprobó los cuadros tarifarios vigentes a partir del 8 de octubre de 2018, consideró un precio en el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) basado en las ofertas formuladas por proveedores y unas Diferencias Diarias Acumuladas menores a las solicitadas por la Sociedad. Este déficit en las DDA fue subsanado parcialmente en la Resolución N°196/2019, que aprobó las tarifas vigentes a partir del 1° de abril de 2019. Ambas cuestiones fueron oportunamente incluidas en sendos recursos interpuestos por la Sociedad contra dichas Resoluciones.

En cuanto a la problemática de la devaluación y las diferencias de cambio vinculadas a los acuerdos de aprovisionamiento de gas resultantes de las Bases y Condiciones. el 16 de noviembre de 2018 mediante Decreto N° 1053 el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas 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 correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. La norma dispuso transferir el monto resultante en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, con más la tasa de interés que aplica el ENARGAS conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 –tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo – pizarra.

En los primeros días de febrero de 2019 la ex Secretaría de Gobierno de Energía reglamentó el mecanismo de subasta (realizada los días 14 y 15 de febrero de 2019) cuyo producto final no reflejaba la real necesidad de abastecimiento de la Sociedad.

La Sociedad se presentó a las subastas indicadas y obtuvo el 100% de lo solicitado para la cuenca neuquina y el 85% de lo solicitado para la cuenca noroeste y, paralelamente, acordó la provisión en forma directa con distintos productores desde la cuenca austral (Santa Cruz y Tierra del Fuego) y Golfo San Jorge (Chubut) y dos contratos para Neuquén y Salta.

Toda la documentación fue presentada al ENARGAS para su tratamiento e inclusión en las tarifas de abril 2019. Mediante la Resolución Nº196/19 el ENARGAS aprobó un precio en PIST que no reflejó los contratos registrados, circunstancia que dio lugar a la presentación de un recurso de alzada ante la Secretaría de Energía pendiente de resolución.

Mediante Resolución N° 636 el ENARGAS prorrogó la fecha de adhesión al régimen de Decreto N° 1053/18 al 25 de octubre de 2019, fecha en la cual la Sociedad formalizó su adhesión, dada la trascendencia de los montos por diferencias de cambio generados por cuestiones de política tarifaria y de la situación macroeconómica sobreviniente, ambas ajenas a la gestión propia de la Distribuidora, y la situación de estado de necesidad que exigía actuar diligentemente para evitar mayores perjuicios y preservar la continuidad de la prestación del servicio. Todos los proveedores de la Sociedad adhirieron también al régimen instaurado.

En la Resolución 735 del 12 de noviembre de 2019 el ENARGAS realizó la determinación final del monto neto de las diferencias diarias acumuladas por variaciones del tipo de cambio en función de su análisis basado en la metodología de la Resolución ENRG N° 466/19 por un importe menor al previsto, dejando afuera diferencias de cambio asociadas al gas no contabilizado (GNNC) y gas retenido del período.

A la fecha el Estado Nacional hizo efectivo el pago de la cuota 1, ya transferida por la Sociedad a los productores involcrados y, recientemente, la Secretaría de Energía dictó distintas resoluciones aprobando las transferencias de las cuotas 2 a 7.

En opinión de la Dirección de la Sociedad y de sus asesores legales, Naturgy BAN S.A. no asumirá obligación alguna con los productores hasta tanto el Estado Nacional le entregue los fondos por las diferencias de cambio mencionadas. En consecuencia se considera que mientras el Estado Nacional no transfiera los fondos conforme a lo previsto en el Decreto Nº1053/18, la Sociedad no se encuentra obligada con los productores por las mencionadas diferencias de cambio. En función de lo expuesto al 30 de junio de 2020 la Sociedad no ha registrado pasivo por las diferencias de cambio que, conforme la metodología establecida por el ENARGAS en la Resolución Nº 466/19, se estiman en $4.152,4 millones a moneda del 31 de diciembre de 2019. Cualquier actualización de dicho importe lo debería realizar la SE, según el mecanismo de la normativa al momento de la transferencia de los fondos.

7. Ajustes Tarifarios semestrales en el margen de distribución

- Período octubre 18-marzo 19.

La Resolución ENARGAS N° 4354/17 que aprobó los cuadros tarifarios resultantes de RTI para el quinquenio 201-2022 y en su Anexo V, la “Metodología de Adecuación semestral de la tarifa”, dispuso como mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa la aplicación de la variación semestral del índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

En ocasión del ajuste semestral correspondiente al período octubre 2018-marzo 2019, el ENARGAS dictó la Resolución N° 280 publicada en el Boletín Oficial el 8 de octubre de 2018, en la que entendió que en lugar de aplicar el IPIM, en dicho ajuste debían tomarse en consideración la evolución de distintos indicadores de precios de la economía además del IPIM y por ello resolvió aplicar una combinación de índices entre IPIM, el Índice del Costo de la Construcción y el Índice de Variación Salarial. Los cuadros tarifarios aprobados en la citada Resolución fueron rectificados en la Resolución ENARGAS N° 292/2018 por contener errores materiales.

Dicha adecuación tarifaria, basada en una fórmula de ajuste distinta al mecanismo establecido en la Resolución ENRG N° 4354/17, ha implicado una merma en el citado ajuste (el incremento real fue del 19,7%, mientras que según variación del IPIM fue del 30,6%) y dio lugar a la interposición del correspondiente recurso por parte de la Sociedad, actualmente en trámite en la Secretaría de Energía (ex MINEM), a fin de obtener la reparación del perjuicio en los términos del numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) sin resolución a la fecha.

- Período abril 19-septiembre 19.

Con fecha 30 de marzo de 2019, el ENARGAS dictó la Resolución N° 196 que aprobó las tarifas vigentes a partir del 1° de abril de 2019. Si bien en este ajuste el ENARGAS utilizó la variación del IPIM, no consideró en su totalidad el pedido de la Licenciataria en cuanto a la aplicación de la fórmula del Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4354/2017, por lo cual la Sociedad también planteó oportunamente recurso de alzada contra la citada Resolución.

- Período octubre 19 en adelante.

Ante la adecuación semestral de tarifas prevista a partir del 1° de octubre de 2019, la ex Secretaría de Gobierno de Energía advirtió que su aplicación en las circunstancias macroeconómicas entonces imperantes podía generar efectos adversos en materia de reactivación del consumo y de la actividad económica en general, y dictó la Resolución N° 521 de fecha 3 de septiembre de 2019, en la que dispuso diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución para el 1° de enero de 2020. Este plazo fue extendido al 1° de febrero de 2020 mediante la Resolución N° 751/2019.

Asimismo, reconociendo expresamente la necesidad de mantener la ecuación económico-financiera de los contratos de licencia, la ex Secretaría de Gobierno de Energía dispuso compensar el efecto del diferimiento conforme lo dispuesto en el numeral 9.8 de las RBLD, a través de una readecuación de las inversiones obligatorias, sin que ello afecte la seguridad y continuidad del servicio.

La Sociedad presentó oportunamente su propuesta de readecuación del plan de inversiones al ENARGAS conforme lo indicado en la citada Resolución Nº521.

En diciembre de 2019, con el cambio de autoridades de gobierno, fue dictada la Ley N° 27.541 que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria energética, sanitaria y social y delega facultades en el Poder Ejecutivo Nacional. Dentro de ellas, la de no incrementar las tarifas de gas por un plazo máximo de hasta 180 días e iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente o iniciar una nueva revisión de carácter extraordinario, con el objetivo de propender a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020 (art. 5°).

Mediante el Decreto N° 278 del 16 de marzo de 2020 se dispuso la intervención del ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020. La tarea del Interventor debe dirigirse en principio a evaluar e informar sobre el cumplimiento por parte del ENARGAS de las obligaciones, competencias y objetivos que le han sido asignadas por la normativa vigente y sobre dicha base decidir alguno de los cursos de acción en materia tarifaria indicados precedentemente.

Recientemente por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543 del 19.6.2020 se dispuso prórrogar el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional 180 días corridos.

A la fecha del presente el cuadro tarifario que aplica la Sociedad a sus clientes es el vigente desde el 1° de abril de 2019.

8. Falta de pago de las Compensaciones dispuestas en la Resolución 508/17 por el mayor costo del GNNC

Mediante la Resolución MEM 508/2017, el Ministerio de Energía y Minería instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (SRH) la obligación de compensar los menores ingresos a recibir de los usuarios como producto de los mayores costos del GNNC respecto de los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, a partir del 01/01/2018.

Al dictar la Resolución SGE 340/19, la Secretaría de Gobierno de Energía se apartó ilegítima y arbitrariamente de lo establecido en la Resolución MEM 508/2017 y a instancias de una propuesta del ENARGAS dispuso discontinuar los pagos por mayores costos de GNNC y revirtió las compensaciones anteriormente efectuadas por este concepto.

La Sociedad recurrió dicha Resolución y las subsiguientes determinaciones de compensaciones en defensa de sus derechos.

9. Plan de Inversiones de la RTI

Para el primer año del plan de inversiones de la RTI la Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS una modificación del cronograma, a causa de haberse presentado cuestiones ajenas a la misma que alteraron la planificación original, efectuada a mediados de 2016

El ENARGAS aprobó dicha reprogramación mediante Resolución N° 161 de fecha 6 de julio de 2018 y en función de ello los montos no erogados en el PIO año 1 fueron incluidos en el cronograma del PIO año 2. No obstante la mencionada aceptación, mediante nota N° 62812096 de fecha 12 de julio de 2019, el ENARGAS imputó a la Sociedad el incumplimiento del PIO año 1 en los términos del capítulo X de las RBLD, Anexo III de la Resolución ENARGAS N° I-4354/17 y punto 5.1 de las RBLD, considerando un diferencial de desembolsos de 35 millones de pesos (en moneda histórica), dando lugar a la presentación del correspondiente descargo de la Sociedad con fecha 28 de octubre de 2019.

En el segundo año del plan, la Sociedad solicitó al ENARGAS la modificación del cronograma en el marco de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-4354/17 que contempla en su Anexo III, Puntos 3 y 4, la posibilidad de solicitar la modificación del Plan de Inversiones en caso de imposibilidad de cumplimiento de las inversiones comprometidas, por causas ajenas a la Licenciataria.

Al efecto, se informó al ENARGAS que ciertas inversiones obligatorias como las mencionadas del Partido de La Matanza previstas en el PIO año 1, volvieron a requerir reprogramación en razón de la necesidad de contar con permisos municipales que aún tramitados diligentemente desde junio de 2017 y pese al pedido de información del propio ENARGAS a principios de 2018, fueron otorgados recién a finales del 2018, aunque no en su totalidad.

Similar obstáculo en materia de permisos se experimentó en otras obras, como la construcción de la doble vinculación para la ciudad de Mercedes (City Gate, planta regulotoraadora y los 27 km de extensión del gasoducto, doble vinculación San Fernando-Tigre y las correspondientes al City Gate en la localidad de Del Viso, su ramal y las obras de expansión en Gral. Rodríguez, todas con sustanciales demoras en los permisos de ferrocarriles, de vialidad y de los respectivos municipios.

La Sociedad justificó estos extremos y explicó al ENARGAS que los inconvenientes experimentados resultaron ajenos a su arbitrio, en los términos de la norma prevista y que en todos los casos, no afectaron en forma alguna la seguridad y la calidad del servicio, como tampoco limitaron el crecimiento en cantidad de clientes y redes previstos originalmente.

Sin embargo el ENARGAS notificó el informe de las gerencias competentes (IF 2019-72802089-APN-DIRECTORIO#ENARGAS), en el que plantearon no autorizar los diferimientos solicitados por considerar extemporáneo el pedido y aceptar la solicitud de cambio de alcance de algunos proyectos como el de sistemas. La Sociedad solicitó reconsiderar dicha decisión por cuanto la normativa aplicable no dispone ningún plazo perentorio al efecto y además el ENARGAS había sido anoticiado en tiempo y forma de las contingencias que influyeron en la ejecución del plan.

No obstante lo anterior, mediante nota N° 99319535 de fecha 5 de noviembre de 2019, el ENARGAS imputó a la Sociedad el incumplimiento del PIO año 2 en los términos del capítulo X de las RBLD, Anexo III de la Resolución ENARGAS N° I-4354/17 y punto 5.1 de las RBLD, considerando un diferencial de inversiones de $ 632 millones (en moneda histórica). La Sociedad presentó en tiempo y forma su correspondiente descargo, con ofrecimiento de prueba, cuya apertura fue ordenada por el ENARGAS mediante Nota NO-2020-00412296-APN-Directorio# ENARGAS de fecha 3 de enero de 2020.

A través de las distintas presentaciones (i) se justificaron ciertas demoras producidas en la ejecución del PIO año 1 y año 2, (ii) se procuró demostrar que existió debida diligencia en la gestión, y (iii) que las demoras respondieron a circunstancias ajenas a la Sociedad en un todo de acuerdo con los extremos previstos en la Resolución ENARGAS Nº I-4354/17, con lo que se espera una adecuada consideración del ENARGAS, resultando inciertas las probabilidades de aplicación de penalidades por parte del ENARGAS. La Dirección de la Sociedad considera que la Resolución de este asunto no tendrá efectos adversos significativos y por lo tanto no ha registrado ningún pasivo por esta cuestión al 30 de junio de 2020 ni al 31 de diciembre de 2019.

El plan de inversiones de la RTI se encuentra parcialmente sujeto a readecuación para compensar el efecto del diferimiento del ajuste semestral dispuesto en la Resolución SGE N° 521/19, ajuste que se

encuentra actualmente postergado. La Sociedad presentó oportunamente su propuesta de readecuación al ENARGAS.

Finalmente ante el dictado de la la Ley N° 27.541 que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria energética, sanitaria y social, los términos del Decreto N° 278/20 y la situación de incertidumbre tarifaria, la Sociedad requirió al ENARGAS suspender las actuaciones vinculadas a los incumplimientos atribuidos respecto al plan de inversiones obligatorias de la RTI y la presentación de los compromisos de inversión bajo dicho proceso, hasta tanto se aclare la situación regulatoria, en especial la vigencia y aplicación del régimen tarifario que permita su desarrollo.

10. Diferimiento de tarifas del invierno 2019. Res. SGE N° 336/19

La Res. SGE N° 336 dispuso el diferimiento de tarifas del invierno 2019, con un reconocimiento de interés compensatorio a las prestatarias no representativo del costo financiero de mercado. La Sociedad presentó el 28/2/2020 Reclamo Impropio ante la Secretaría de Energía.

11. Costo del Servicio a Metrogas considerado en la RTI

El ENARGAS demoró más de dos años en resolver un error incurrido en la RTI en el tratamiento del servicio prestrado por la Sociedad a Metrogas S.A. Si bien solucionó el problema desde noviembre 2019 en adelante, falta resolver la diferencia de precio entre que entró en vigencia la RTI (abril 17) y la fecha que entró en vigencia el nuevo precio (nov. 19).

La Sociedad está reclamando judicialmente: (i) a Metrogas: la diferencia entre el precio fijado por el ENARGAS y el precio del acuerdo; (ii) al ENARGAS: la diferencia entre el precio fijado en RTI y el precio pagado por Metrogas (Resolución ENARGAS N° 172/2019 y N° 694/19).

También se ha solicitado al ENARGAS la rectificación de los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS 301/19 por haberse omitido el ajuste del costo del GNNC vinculado con el tratamiento de la "demanda" a partir del contrato de Metrogas.

Reseña y perspectiva operativa y financiera

Resultados Operativos

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 comparado con el mismo período del año 2019

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina. El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año.

La Dirección de la Sociedad estima que los Estados Financieros incluyen todos los ajustes necesarios para presentar razonablemente los resultados de cada período. Los resultados de los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, dada la estacionalidad del negocio de la Sociedad, no pueden utilizarse como base para proyectar los resultados del ejercicio completo.

La Sociedad obtuvo en el período finalizado el 30 de junio de 2020 una ganancia neta de $349,6 millones, menor a la obtenida en el mismo período del ejercicio anterior de $2.491,1 millones (reexpresada en moneda del mismo poder adquisitivo). Esta variación se debe especialmente a la menor ganancia operativa del período que alcanzó a $548 millones, respecto a los $1.634,7 millones del periodo anterior. Adicionalmente, en el mismo período del ejercicio anterior, se registró en la línea de impuesto a las ganancias el efecto de la aplicación del método del impuesto diferido sobre el Revalúo Impositivo al que adhirió la Sociedad el 27 de marzo de 2019.

Para los primeros seis meses finalizados el 30 de junio de 2020, el volumen de ventas de gas de la Sociedad alcanzó los 713,7 millones de m3, 2,7% superior al mismo período del ejercicio anterior. El mayor consumo de los clientes residenciales del primer semestre, se vio compensado por la menor demanda de los pequeños comerciales y pequeñas industrias de servicio completo, como consecuencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio que estableció el gobierno nacional como consecuencia del COVID-19 desde el 20 de marzo. (para mayor información ver, *" Factores de Riesgo – Un brote de enfermedad o*

amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones).

Las ventas de servicios de transporte y/o distribución alcanzaron los 1.888,2millones de m3, 30,3% inferior al volumen entregado en el mismo período de 2019, debido a la menor demanda de los clientes industriales, estaciones de GNC y servicios de trasporte y/o distribución, como consecuencia de aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por el gobierno nacional debido al COVID-19.

A continuación, se expone un cuadro que muestra la apertura de los volúmenes de ventas por mercados para su análisis integral:

Volúmenes vendidos por mercados	En millones de m^3		Variación en	
	30.06.20	30.06.19	millones de m^3	porcentaje
Residencial	599,9	515,7	84,2	16,3%
Comercial	66,3	115,3	(49,1)	-42,5%
Industrial (PyMEs)	44,0	61,0	(16,9)	-27,8%
Subdistribuidoras	3,5	2,7	0,8	29,6%
Total	**713,7**	**694,7**	**19,0**	**2,7%**
Servicio de transporte y distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	352,5	398,4	(45,9)	-11,5%
Gas Natural Comprimido (GNC)$_{(1)}$	188,1	239,4	(51,4)	-21,5%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	1.347,6	2.070,4	(722,8)	-34,9%
Total servicios de transporte y/o distribución vendidos	**1.888,2**	**2.708,2**	**(820,0)**	**-30,3%**
Volúmenes totales vendidos	**2.601,9**	**3.402,9**	(801,0)	**-23,5%**

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $13.119,1 millones, un 19,5% inferior al mismo período del año anterior, como consecuencia de la falta de incrementos tarifarios en octubre 2019 y abril 2020.

El siguiente cuadro muestra la apertura por mercado de las ventas de gas y servicios de transporte y/o distribución de la Sociedad:

Ingresos por mercados	Millones de pesos		Variación en	
	30.06.20	30.06.19	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	9.523,9	7.581,9	1.942,0	25,6%
Comercial	899,5	1.297,6	(398,1)	-30,7%
Industrial (PyMEs)	532,3	639,3	(107,0)	-16,7%
Sutotal	**10.955,7**	**9.518,8**	**1.436,9**	**15,1%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	1.497,2	781,8	715,4	91,5%
Gas Natural Comprimido (GNC)$_{(1)}$	337,6	361,4	(23,8)	-6,6%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	328,6	756,5	-427,9	-56,6%
Subtotal	**2.163,4**	**1.899,7**	**263,7**	**13,9%**
Total ventas de gas y servicios de transporte y/ distribución	**13.119,1**	**11.418,5**	**1.700,6**	**14,9%**

Valores expresados en moneda de cada período

Las cifras expuestas en el cuadro precedente son “no auditadas” y han sido objeto de una revisión limitada.

El total de clientes de la Sociedad durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 aumentó un 0,3% respecto del mismo período del año anterior, alcanzando un total de 1.675.897 clientes.

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación en	
	30.06.20	30.06.19	clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1.624.984	1.619.038	5.946	0,4%
Comercial	49.284	50.825	(1.541)	-3,0%
Industrial (PyMEs)	677	683	(6)	-0,9%
Subdistribuidoras	3	3	-	0%
Sutotal	**1.674.948**	**1.670.549**	**4.399**	**0,3%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	542	544	(2)	-0,4%
Gas Natural Comprimido (GNC)(1)	397	397	-	0,0%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	10	10	-	0,0%
Subtotal	**949**	**951**	**(2)**	**-0,2%**
Total de clientes	**1.675.897**	**1.671.500**	**4.397**	**0,3%**

El rubro otros ingresos, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo al 30 de junio de 2020, tuvo una disminución del 49,1% respecto de igual período del ejercicio anterior, debido principalmente, a que en el presente ejercicio no hay ingresos por desplazamiento de personal. El siguiente cuadro detalla la apertura del rubro otros ingresos y egresos netos:

Otros ingresos netos	Millones de pesos		Variación en	
	30.06.20	30.06.19	millones de pesos	porcentaje
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	5,2	6,5	(1,3)	-20,0%
Ventas varias y otros servicios	16,7	35,5	(18,8)	-53,0%
Total otros ingresos	**21,9**	**42,0**	**(20,1)**	**-47,9%**

Valores expresados en moneda al 30 de junio de 2020

Las cifras expuestas en el cuadro precedente son “no auditadas” y han sido objeto de una revisión limitada.

A continuación, se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos y su comparación con el mismo período del ejercicio anterior, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo al 30 de junio de 2020:

	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Gastos operativos	**30.06.20**	**30.06.19**	**millones de pesos**	**porcentaje**
Suministro de gas	6.206,8	7.737,1	(1.530,3)	-19,8%
Servicio de transporte de gas	2.561,0	3.278,8	(717,8)	-21,9%
Depreciaciones y Amortizaciones	622,4	526,1	96,3	18,3%
Remuneraciones, Cargas sociales y otros beneficios al personal	749,2	682,5	66,7	9,8%
Gastos de correo y telecomunicaciones	192,3	192,2	0,1	0,1%
Reparación y conservación de propiedad, planta y equipo	227,2	241,7	(14,5)	-6,0%
Honorarios por servicios profesionales	128,4	143,0	(14,6)	-10,2%
Gastos y comisiones bancarias	123,0	146,7	(23,7)	-16,2%
Servicios y suministros de terceros	671,4	704,5	(33,1)	-4,7%
Servidumbre	-	1,0	(1,0)	-100,0%
Impuestos, tasas y contribuciones	864,9	868,7	(3,8)	-0,4%
Cargo por deudores incobrables	303,2	238,1	65,1	27,3%
Cargo por juicios y contingencias	6,0	7,7	(1,7)	-22,1%
Otros gastos operativos	89,8	111,3	(21,5)	-19,3%
Total gastos operativos	**12.745,6**	**14.879,4**	**(2.133,8)**	**-14,3%**

Valores expresados en moneda al 30 de junio 2020

Las cifras expuestas en el cuadro precedente son “no auditadas” y han sido objeto de una revisión limitada.

El costo de compras de gas para los primeros seis meses del año 2020 registró una disminución de 19,8% con respecto al mismo período del año anterior, debido a la falta de actualización del precio del gas en octubre 2019 y abril 2020.

En tanto que el costo de transporte se encuentra un 21,9% por debajo del mismo período del año anterior, debido a la falta de actualización de las tarifas en octubre 2019 y abril 2020.

El mayor cargo por depreciaciones y amortizaciones es consecuencia del incremento en propiedad, planta y equipo e intangibles respecto al mismo período del ejercicio anterior.

El aumento de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es consecuencia de los aumentos salariales escalonados y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el 2019 y que tienen pleno impacto en 2020.

Los gastos por servicios y suministros de terceros, reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, honorarios por servicios profesionales y otros gastos operativos, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo, fueron inferiores como consecuencia de la gestión permanente sobre dichos gastos.

Los gastos por comisiones, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo, fueron inferiores en línea con los menores ingresos por venta.

Los gastos de impuestos, tasas y contribuciones, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo, se encuentran en línea con respecto del ejercicio anterior.

Los cargos por previsión para deudores incobrables son mayores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido al incremento en la base de los créditos por ventas, como consecuencia del decreto 543/20 que amplió la abstención de cortes por falta de pago de hasta 6 facturas.

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido a una menor previsión de juicios laborales.

Resumen de las principales magnitudes por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019

Estructura patrimonial

	Cifras expresadas en millones	
	30.06.20	**30.06.19**
	$	**$**
Activo no corriente	18.711,73	12.273,65
Activo corriente	11.750,12	7.965,68
Total del activo	30.461,85	20.239,33
Patrimonio neto	17.989,30	11.229,76
Pasivo no corriente	81,08	276,02
Pasivo corriente	12.391,47	8.733,55
Total del pasivo	12.472,55	9.009,57
Total del pasivo y patrimonio neto	30.461,85	20.239,33

Valores expresados en moneda de cada período

Las cifras expuestas en el cuadro precedente son “no auditadas” y han sido objeto de una revisión limitada.

Estructura de resultados

	Cifras expresadas en millones	
	30.06.20	**30.06.19**
	$	$
Ingresos por ventas y servicios	13.271,821	11.537,623
Gastos operativos	(12.745,635)	(10.422,685)
Otros ingresos	21,857	30,155
(Pérdida) / Ganancia operativa	548,044	1.145,093
Resultados financieros netos ganancia / (pérdida)	(38,054)	(87,402)
Resultados por exposición a cambios en el poder adquisitivo de la moneda ("RECPAM")	95,241	66,867
(Pérdida) / Ganancias antes del impuesto a las ganancias	605,231	1.124,557
Impuesto a las ganancias	(255,568)	620,391
(Pérdida) / Ganancia del período	349,664	1.744,948

Valores expresados en moneda de cada período

Las cifras expuestas en el cuadro precedente son “no auditadas” y han sido objeto de una revisión limitada.

Datos estadísticos (en unidades físicas)

	30.06.20	**30.06.19**
Número de clientes	1.675.897	1.671.500
Venta de gas (en millones de m3)	713.7	694,7
Servicio de transporte y/o distribución de gas (en millones de m3)	1.888,2	2.708,2
Longitud de redes (en miles de kilómetros)	26,9	26,3

Índices comparativos con el mismo período de seis meses del ejercicio anterior, expresados en moneda del 30 de junio de 2020

	30.06.20	**30.06.19**
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,9482	0,9121
Solvencia (patrimonio neto / pasivo total)	1,4423	1,2464
Inmovilización del capital (activo no corriente / total del activo)	0,6143	0,6064
Rentabilidad (resultado del período / patrimonio neto promedio)	0,0196	0,1685

Resultados de las Operaciones para el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2018 (en pesos del 31 de diciembre de 2019)

La Sociedad obtuvo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una ganancia neta de $3.609,3 millones, menor a la obtenida en el ejercicio anterior de $3.648,4 millones (reexpresada en moneda del mismo poder adquisitivo).

El resultado del ejercicio 2019 contiene la particularidad del efecto en el impuesto a las ganancias del ahorro fiscal por la aplicación del método del impuesto diferido sobre el Revalúo Impositivo al que adhirió la Sociedad el 27 de marzo de 2019; la posterior actualización por el IPC de los bienes incluidos en

el citado revalúo a partir del 1° de enero de 2018; la aplicación del IPC sobre las altas de bienes de uso a partir del ejercicio 2018; y por la aplicación del Ajuste por Inflación Impositivo.

La disminución del resultado operativo del ejercicio 2019 respecto del ejercicio 2018, se debe a: i) los mayores gastos operativos por incremento de precios, dada la alta inflación y la devaluación del peso argentino durante el ejercicio; ii) la aplicación de la Resolución ENARGAS Nº466/2019, y de la Resolución Nº 340/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía (notas 1.2.4 y 1.2.5 de los Estados Contables a diciembre 2019.) iii) los cuadros tarifarios establecidos por la Resoluciones ENARGAS Nº 301/2018 (01/04/2018), N° 292/2018 (08/10/2018) y Nº 196/2019 (01/04/2019);iv) la falta de reconocimiento de la variación del IPIM en la resolución ENARGAS N° 292/2018 (nota 1.2.2 de los Estados Contables a diciembre 2019); y v) la aplicación de la Resoluciones SGE N° 521/2019 y N° 751/2019 que postergaron el ajuste tarifario que debía aplicarse desde octubre de 2019 a febrero de 2020 (nota 1.2.2 de los Estados Contables a diciembre 2019.).

Durante 2019 se logró un incremento neto de 7.091 clientes residenciales, debido principalmente a los efectos positivos de las acciones y estrategias comerciales encaradas por la Sociedad descriptas precedentemente.

En el Mercado Comercial, el volumen de entregas resultó menor en un 3,3% respecto del año anterior, debido al deterioro de la situación macroeconómica. También se produjo una disminución neta de 1.718 clientes, cerrando el año con 49.576 clientes

En el mercado industrial (PyMEs) el volumen de gas vendido se encuentra un 1,2% por debajo del año anterior, como consecuencia de la reducción de la actividad económica. Por su parte, al cierre de 2019 el total de clientes industriales de servicio completo cerró en 679 clientes, 8 clientes por debajo del año anterior.

En el año 2019, los volúmenes de venta en este segmento de clientes industriales tuvieron una disminución del 4,8% respecto del ejercicio anterior como consecuencia de la reducción de la actividad económica. La cantidad total de clientes alcanzó a 545, 1 cliente menos que en 2018.

Los volúmenes de venta en el mercado de GNC tuvieron un aumento del 6,1% respecto del ejercicio anterior como consecuencia de mayores conversiones en el año dado el menor aumento de precio respecto a los combustibles líquidos. Al cierre del ejercicio 2019 el total de clientes de GNC asciende a 397.

Los cuadros que se exponen a continuación exponen la evolución de los volúmenes vendidos y del número de clientes por mercado:

Volúmenes vendidos por mercados	En millones de m^3		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	millones de m^3	porcentaje
Residencial	1.374,9	1.513,8	(138,9)	-9,2%
Comercial	217,3	217,9	(0,6)	-0,3%
Industrial (PyMEs)	92,7	105,5	(12,8)	-12,1%
Subdistribuidoras	11,6	15,1	-3,5	-23,2%
Total volumen de gas vendido	**1.696,5**	**1.852,3**	**(155,8)**	**-8,4%**
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	838,7	880,9	(42,2)	-4,79%
Gas Natural Comprimido (GNC)	511,3	482,0	29,3	6,1%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	4.063,5	3.700,6	362,9	9,8%
Total servicios de transporte y/o distribución vendidos	**5.413,5**	**5.063,5**	**350,0**	**6,9%**
Volúmenes totales vendidos	**7.110,0**	**6.915,8**	**194,2**	**2,8%**

Los ingresos por ventas y servicios tuvieron el siguiente comportamiento, reexpresados en moneda del 31 de diciembre de 2019.

Ingresos por ventas y servicios	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	millones de pesos	porcentaje
Venta de gas	27.653,2	26.670,0	983,2	3,7%
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	4.592,1	4.299,3	292,8	6,8%
Ingresos por otras ventas y servicios	354,3	348,3	6,0	1,7%
Total Ingresos por ventas y servicios	**32.599,6**	**31.317,6**	**1.282,0**	**4,1%**

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $32.245,3 millones, un 4,1% superior respecto del ejercicio anterior como consecuencia de la aplicación de los cuadros tarifarios plenos establecidos por; i) la Resolución ENARGAS Nº 301/2018 aplicable a partir del 1º de abril de 2018, (ii) la Resolución ENARGAS Nº 292/2018 aplicable a partir del 8 de octubre de 2018 y (iii) la Resolución ENARGAS Nº 196 corregida y modificada por la 201 aplicable a partir del 1° de abril 2019. Adicionalmente, mayores ingresos provenientes de nuevos clientes interrumpibles.

El siguiente cuadro detalla las ventas de gas y las de servicio de transporte y/o distribución, reexpresados en moneda del 31 de diciembre de 2019:

Ingresos por mercados	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	23.318,2	23.515,2	(197,0)	-0,8%
Comercial	3.042,8	2.056,0	986,8	48,0%
Industrial (PyMEs)	1.292,1	1.098,7	193,4	17,6%
Subtotal	**27.653,1**	**26.670,0**	**983,2**	**3,7%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	1.958,4	2.414,6	(456,2)	-18,89%
Gas Natural Comprimido (GNC)	918,4	821,2	97,2	11,84%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	1.715,4	1.063,6	651,8	61,28%
Subtotal	**4.592,2**	**4.299,3**	**292,9**	**6,8%**
Total ventas de gas y servicios de transporte y/ distribución	**32.245,3**	**30.969,3**	**1.276,0**	**4,1%**

Al cierre del 2019 el total de clientes de la Sociedad era de 1.670.166, con un incremento neto de 5.364 con respecto al ejercicio anterior.

Al cierre del ejercicio 2019, los clientes residenciales de la Sociedad totalizaban 1.618.956, siendo el índice de gasificación del 81,1% sobre el total de viviendas gasificables habitadas en el área de distribución, de acuerdo al censo oficial del INDEC realizado en el año 2010.

A continuación, se muestra la variación de los clientes por mercado:

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	número de clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1.618.956	1.611.865	7.091	0,4%
Comercial	49.576	51.294	(1.718)	-3,3%
Industrial (PyMEs)	679	687	(8)	-1,2%
Subdistribuidoras	3	3	-	0%
Sutotal	**1.669.214**	**1.663.849**	**5.365**	**0,3%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	545	546	(1)	-0,2%
Gas Natural Comprimido (GNC)	397	397	-	0,0%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	10	10	-	0,0%
Subtotal	**952**	**953**	**(1)**	**-0,1%**
Total de clientes	**1.670.166**	**1.664.802**	**5.364**	**0,3%**

A continuación, se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos (costo de ventas, gastos de comercialización y gastos de administración) reexpresados en moneda del 31 de diciembre de 2019:

	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Gastos operativos	**31.12.19**	**31.12.18**	**millones de pesos**	**porcentaje**
Suministro de gas	17.746,4	13.871,1	3.875,3	27,9%
Servicio de transporte de gas	5.544,5	5.632,1	(87,6)	-1,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	977,5	823,5	154,0	18,7%
Remuneraciones, Cargas sociales y otros beneficios al personal	1.089,1	1.154,9	(65,8)	-5,7%
Gastos de correo y telecomunicaciones	364,5	348,1	16,4	4,7%
Reparación y conservación de propiedad, planta y equipo	443,6	459,8	(16,2)	-3,5%
Honorarios por servicios profesionales	277,2	335,3	(58,1)	-17,3%
Gastos y comisiones bancarias	288,1	268,0	20,1	7,5%
Servicios y suministros de terceros	1.003,2	1.137,1	(133,9)	-11,8%
Servidumbre	2,8	0,3	2,5	100,0%
Impuestos, tasas y contribuciones	1.785,8	1.486,3	299,5	20,2%
Cargo por deudores incobrables	617,1	567,0	50,1	8,8%
Cargo por juicios y contingencias	8,8	54,2	(45,4)	-83,8%
Otros gastos operativos	183,8	194,8	(11,0)	-5,6%
Total gastos operativos	**30.332,4**	**26.332,5**	**3.999,9**	**15,2%**

Las compras de gas y variación de existencias aumentaron un 27,9% en relación al ejercicio anterior, debido al incremento del precio del gas establecido en los nuevos cuadros tarifarios, la aplicación de la Resolución ENARGAS N° 466/19 y la aplicación de la Resolución Nº 340/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía.

En tanto que los costos de transporte se encuentran en línea respecto al ejercicio anterior, a pesar del incremento tarifario de transporte previsto en: las Resoluciones N° 310 y 311 del ENARGAS aplicables a partir del 1º de abril de 2018, (ii) las Resoluciones N° 265 y 266 del ENARGAS aplicables a partir del 8 de octubre de 2018 y (iii) las Resoluciones N° 191 y 192 del ENARGAS aplicables a partir del 1 de abril de 2019.

La disminución de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es consecuencia la menor plantilla, compensados por los aumentos salariales y otros

beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el 2018 y que tienen pleno impacto en 2019 junto con los aumentos otorgados en el actual ejercicio.

Los gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones y por servicios de reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo, fueron superiores como consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y que se vieron fuertemente impactados por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía.

Los honorarios por servicios profesionales, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo fueron inferiores respecto de los registrados en igual período del ejercicio anterior por la incidencia de la reducción del honorario del operador, compensado por mayores gastos por contratación de servicios profesionales y mayores gastos de personal desplazado.

Los gastos y comisiones bancarias aumentaron por la incidencia del incremento de la facturación.

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios, ambos relacionados a los mayores ingresos por venta.

Los cargos por previsión para deudores incobrables son mayores respecto del mismo período del ejercicio anterior debido al incremento de los ingresos por ventas.

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido a una menor previsión de juicios laborales y a que se ha dejado de previsionar las tasas municipales trasladables a los clientes según el marco regulatorio, debido a la autorización del ENARGAS para su facturación a clientes a través de las Resoluciones Nº 4530/17 y Nº228/18.

A continuación, se expone la apertura de Otros ingresos y egresos netos reexpresados en moneda del 31 de diciembre de 2019:

Otros ingresos netos	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	millones de pesos	porcentaje
Ventas varias otros servicios	12,2	101,8	(89,6)	-88,0%
Ventas de Propiedad, Planta y Equipo	0,9	7,6	(6,7)	-88,2%
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	9,5	9,1	0,4	4,4%
Total Ingresos por ventas y servicios	**22,6**	**118,5**	**(95,9)**	**-80,9%**

El rubro otros ingresos, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo, tuvo una disminución del 80,9% respecto del ejercicio anterior, debido principalmente, a los menores ingresos por desplazamiento de personal y de ventas de bienes de uso no esenciales.

Los resultados financieros netos para el ejercicio 2019 arrojaron una pérdida de $39,6 millones menor a la registrada en el ejercicio anterior, reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo. Esta disminución ha sido consecuencia de mayores intereses por operaciones comerciales e intereses obtenidos por colocaciones de excedentes temporales de tesorería compensada por los mayores intereses por préstamos financieros y menor diferencia de cambio.

A continuación, se expone la evolución de los resultados financieros reexpresados en moneda del mismo poder adquisitivo:

Resultados financieros	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	millones de pesos	porcentaje
Intereses por préstamos financieros y deudas comerciales	(988,4)	(845,2)	(143,2)	16,9%
Intereses por operaciones comerciales	447,7	216,0	231,7	107,3%
Intereses por operaciones financieras y otros	209,8	179,4	30,4	16,9%
Otros intereses y gastos financieros	(34,9)	(56,8)	21,9	-38,6%
Diferencia de cambio	326,2	329,0	(2,8)	-0,9%
Total resultados financieros	**(39,6)**	**(177,6)**	**138,0**	**-77,7%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2019

Resultados de las Operaciones para el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2017 (en pesos del 31 de diciembre de 2018)

La Sociedad obtuvo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia neta de $2.371,7 millones, mayor a la ganancia obtenida en el ejercicio anterior de $611,3 millones. Esta variación positiva se debe a la mayor utilidad bruta obtenida por la aplicación de: i) los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº 122/2017 aplicable a partir del 1º de diciembre de 2017, ii) los cuadros tarifarios plenos establecidos por la Resolución ENARGAS Nº 301/2018 aplicable a partir del 1º de abril de 2018, y (iii) los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº 292/2018 aplicable a partir del 8 de octubre de 2018, compensada parcialmente por mayores gastos operativos.

Durante 2018 se logró un incremento neto de 15.164 clientes residenciales, debido principalmente a los efectos positivos de las acciones y estrategias comerciales encaradas por la Sociedad.

El volumen de entregas resultó menor en un 4,6% respecto del año anterior, debido al deterioro de la situación macroeconómica. También se produjo una disminución neta de 959 clientes, cerrando el año con 51.294 clientes.

En el mercado industrial (PyMEs) el volumen de gas vendido se encuentra un 8,1% por debajo del año anterior, como consecuencia de la reducción de la actividad económica. Por su parte, al cierre de 2018 el total de clientes industriales de servicio completo cerró en 687 clientes, 18 clientes por debajo del año anterior.

En el año 2018, pese a la menor actividad industrial, los volúmenes de venta en este segmento de clientes industriales tuvieron un comportamiento similar respecto del ejercicio anterior debido a los menores cortes en invierno. La cantidad total de clientes alcanzó a 546, 14 clientes menos que en 2017.

La disminución en los volúmenes vendidos de gas y el aumento en los servicios de transporte y/o distribución se deben específicamente a que de acuerdo a lo establecido por la Resolución Nº34-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería, a partir del 1º de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC. Por otra parte, a partir del 1º de mayo de 2017 por medio de la resolución 80-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se derogaron los efectos del artículo 5 de la resolución 34-E/2016 de Ministerio de Energía, estableciendo que los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC podrán adquirirlo a las distribuidoras de su zona o en forma directa a los productores o comercializadores, realizándose el traspaso de dichos clientes a servicios de transporte y/o distribución. El ENARGAS establece que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses. Al cierre del ejercicio el total de clientes de GNC asciende a 397, 3 clientes menos que en 2017. Los otros servicios de transporte y/o distribución, registraron un aumento del 18,5% en el volumen de ventas respecto del ejercicio anterior, debido a las mayores entregas a clientes especiales, y a la incorporación de nuevos clientes. La cantidad total de clientes alcanzó a 10, 3 clientes más que en 2017.

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación en	
	31.12.19	31.12.18	número de clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1.618.956	1.611.865	7.091	0,4%
Comercial	49.576	51.294	(1.718)	-3,3%
Industrial (PyMEs)	679	687	(8)	-1,2%
Subdistribuidoras	3	3	-	0%
Sutotal	**1.669.214**	**1.663.849**	**5.365**	**0,3%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	545	546	(1)	-0,2%
Gas Natural Comprimido (GNC)	397	397	-	0,0%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	10	10	-	0,0%
Subtotal	**952**	**953**	**(1)**	**-0,1%**
Total de clientes	**1.670.166**	**1.664.802**	**5.364**	**0,3%**

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución Nº34-E/2016 del Ministerio de Energia y Minería, a partir del 1º de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC. Por otra parte, a partir del 1º de mayo de 2017 por medio de la resolución 80-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se derogaron los efectos del artículo 5 de la resolución 34-E/2016 de Ministerio de Energía, estableciendo que los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC podrán adquirirlo a las distribuidoras de su zona o en forma directa a los productores o comercializadores, realizándose el traspaso de dichos clientes a servicio ATR. El ENARGAS establece que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce meses.

Los ingresos por ventas y servicios tuvieron el siguiente comportamiento:

Ingresos por ventas y servicios	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.18	31.12.17	millones de pesos	porcentaje
Venta de gas	17.337,2	9.548,2	7.789,0	81,6%
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	2.794,9	1.197,6	1.597,3	133,4%
Ingresos por otras ventas y servicios	226,4	141,4	85,0	60,1%
Total Ingresos por ventas y servicios	**20.358,5**	**10.887,2**	**9.471,3**	**87,0%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2018

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $20.132,1 millones, un 87,3% superior respecto del ejercicio anterior como consecuencia de la aplicación de los cuadros tarifarios establecidos por: i)) los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº 122/2017 aplicable a partir del 1º de diciembre de 2017, ii) los cuadros tarifarios plenos establecidos por la Resolución ENARGAS Nº 301/2018 aplicable a partir del 1º de abril de 2018 y iii) la Resolución ENARGAS Nº 292/2018 aplicable a partir del 1º de diciembre de 2018.

El siguiente cuadro detalla las ventas de gas y las de servicio de transporte y/o distribución:

Ingresos por mercados	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.18	31.12.17	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	15.286,5	7.014,9	8.271,6	117,9%
Comercial	1.336,6	638,7	697,9	109,3%
Industrial (PyMEs)	662,8	438,6	224,2	51,1%
Subdistribuidoras	51,4	41,8	9,6	23,0%
Gas Natural Comprimido (GNC)(1)	-	1.414,2	(1.414)	-100,0%
Sutotal	**17.337,3**	**9.548,2**	**7.789,1**	**81,6%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	1.569,6	838,9	730,7	87,10%
Gas Natural Comprimido (GNC)(1)	533,8	159,4	374,4	234,88%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	691,4	199,3	492,1	246,91%
Subtotal	**2.794,8**	**1.197,6**	**1.597,2**	**133,4%**
Total ventas de gas y servicios de transporte y/ distribución	**20.132,1**	**10.745,8**	**9.386,3**	**87,3%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2018

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución Nº34-E/2016 del Ministerio de Energia y Minería, a partir del 1º de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC. Por otra parte, a partir del 1º de mayo de 2017 por medio de la resolución 80-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se derogaron los efectos del artículo 5 de la resolución 34-E/2016 de Ministerio de Energía, estableciendo que los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC podrán adquirirlo a las distribuidoras de su zona o en forma directa a los productores o comercializadores, realizándose el traspaso de dichos clientes a servicio ATR. El ENARGAS establece que quienes modifiquen su modalidad de compra no podrán cambiarla por al menos doce mese

Al cierre del 2018 el total de clientes de la Sociedad era de 1.664.802, con un incremento neto de 14.173 con respecto al ejercicio anterior.

Los clientes residenciales al cierre del ejercicio 2018 totalizaban 1.611.865, siendo el índice de gasificación del 82,7% sobre el total de viviendas gasificables reportadas en el área de distribución, de acuerdo al censo oficial del INDEC realizado en el año 2010.

A continuación, se muestra la variación de los clientes por mercado:

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación en	
	31.12.18	31.12.17	número de clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1.611.865	1.596.701	15.164	0,9%
Comercial	51.294	52.253	(959)	-1,8%
Industrial (PyMEs)	687	705	(18)	-2,6%
Subdistribuidoras	3	3	-	0%
Sutotal	**1.663.849**	**1.649.662**	**14.187**	**0,9%**
Servicios de Transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	546	560	(14)	-2,5%
Gas Natural Comprimido (GNC)	397	400	(3)	-0,8%
Otros Servicios de transporte y/o distribución	10	7	3	42,9%
Subtotal	**953**	**967**	**(14)**	**-1,4%**
Total de clientes	**1.664.802**	**1.650.629**	**14.173**	**0,9%**

A continuación, se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos (costo de ventas, gastos de comercialización y gastos de administración):

	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Gastos operativos	**31.12.18**	**31.12.17**	**millones de pesos**	**porcentaje**
Suministro de gas	9.017,2	4.268,5	4.748,7	111,2%
Servicio de transporte de gas	3.661,2	1.730,7	1.930,5	111,5%
Depreciaciones y Amortizaciones	535,3	581,6	(46,3)	-8,0%
Remuneraciones, Cargas sociales y otros beneficios al personal	750,8	787,3	(36,5)	-4,6%
Gastos de correo y telecomunicaciones	226,3	214,4	11,9	5,6%
Reparación y conservación de propiedad, planta y equipo	298,9	314,3	(15,4)	-4,9%
Honorarios por servicios profesionales	217,9	189,4	28,5	15,0%
Gastos y comisiones bancarias	174,2	111,3	62,9	56,5%
Servicios y suministros de terceros	739,2	708,7	30,5	4,3%
Servidumbre	0,2	-	0,2	100,0%
Impuestos, tasas y contribuciones	966,2	631,1	335,1	53,1%
Cargo por deudores incobrables	368,6	146,9	221,7	150,9%
Cargo por juicios y contingencias	35,2	85,4	(50,2)	-58,8%
Otros gastos operativos	126,6	235,1	(108,5)	-46,2%
Total gastos operativos	**17.117,8**	**10.004,7**	**7.113,1**	**71,1%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2018

Las compras de gas aumentaron un 111,2% en relación al ejercicio anterior, debido al incremento del precio del gas establecido en los nuevos cuadros tarifarios.

En tanto que los costos de transporte aumentaron un 111,5% respecto al ejercicio anterior, debido fundamentalmente al incremento tarifario de transporte previsto en: (i) las Resoluciones N° 120 y 121 del ENARGAS aplicables a partir del 1º de diciembre de 2017, (ii) las Resoluciones N° 310 y 311 del ENARGAS aplicables a partir del 1º de abril de 2018,y (iii) las Resoluciones N° 265 y 266 del ENARGAS aplicables a partir del 8 de octubre de 2018 y (iv) a una mayor capacidad de transporte contratada a partir del 1º de enero de 2018.

La disminución de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es consecuencia la menor plantilla, compensados por los aumentos salariales y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el 2017 y que tienen pleno impacto en 2018 junto con los aumentos otorgados en el actual ejercicio.

Los mayores gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, otros gastos operativos y por servicios de reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, son consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y que se vieron fuertemente impactados por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía.

Los honorarios por servicios profesionales se vieron incrementados respecto de los registrados en el ejercicio anterior por los mayores gastos por contratación de servicios profesionales.

Los gastos y comisiones bancarias aumentaron por la incidencia del incremento de la facturación.

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios, ambos relacionados a los mayores ingresos por venta.

Los cargos por previsión para deudores incobrables son mayores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido al incremento de los ingresos por ventas y la aplicación de la NIIF 9 que establece calcular el deterioro de los activos en base a las pérdidas crediticias esperadas.

A continuación, se expone la apertura de Otros ingresos y egresos netos:

Otros ingresos netos	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.18	31.12.17	millones de pesos	porcentaje
Ventas varias otros servicios	66,1	42,6	23,5	55,2%
Ventas de Propiedad, Planta y Equipo	4,9	3,2	1,7	53,1%
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	6,0	6,7	(0,7)	-10,4%
Total Ingresos por ventas y servicios	**77,0**	**52,5**	**24,5**	**46,7%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2018

El aumento en el rubro otros ingresos, fue consecuencia de los mayores ingresos por desplazamiento de personal.

Los resultados financieros netos para el ejercicio 2018 arrojaron una pérdida de $115,4 millones superior a lo registrada en el ejercicio anterior. Este aumento ha sido consecuencia de los mayores intereses por préstamos financieros y menores intereses obtenidos por colocaciones de excedentes temporales de tesorería, compensados con mayores intereses por operaciones comerciales y diferencia de cambio.

A continuación, se expone la evolución de los resultados financieros:

Resultados financieros	Millones de pesos		Variación en	
	31.12.18	31.12.17	millones de pesos	porcentaje
Intereses por préstamos financieros	(272,8)	(37,6)	(235,2)	625,5%
Intereses por operaciones comerciales	140,4	100,9	39,5	39,1%
Intereses por operaciones financieras y otros	116,6	184,9	(68,3)	-36,9%
Otros intereses y gastos financieros	(313,5)	(360,7)	47,2	-13,1%
Diferencia de cambio	213,9	38,8	175,1	451,3%
Total resultados financieros	**(115,4)**	**(73,7)**	**(41,7)**	**56,6%**

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2018

Resumen de las principales magnitudes de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Estructura patrimonial comparativa con ejercicios anteriores, expresados en moneda del 31 de diciembre 2019

	Cifras expresadas en millones		
	31.12.19	**31.12.18**	**31.12.17**
	$	**$**	**$**
Activo no corriente	16.540,773	14.592,433	11.450,923
Activo corriente	9.811,136	8.802,977	5.012,161
Total del activo	26.351,908	23.395,410	16.463,084
Patrimonio neto	15.529,216	11.919,878	8.434,063
Pasivo no corriente	79,531	2.357,055	3.099,684
Pasivo corriente	10.743,162	9.118,477	4.929,337
Total del pasivo	10.822,693	11.475,532	8.029,021
Total del pasivo y patrimonio neto	26.351,908	23.395,410	16.463,084

Valores expresados en moneda del 31 de diciembre de 2019

Estructura de resultados comparativa con ejercicios anteriores

	Cifras expresadas en millones		
	31.12.19	**31.12.18**	**31.12.17**
	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	32.599,600	31.317,565	16.747,738
Gastos operativos	(30.332,354)	(26.332,386)	(15.390,349)
Otros ingresos	22,584	118,532	80,838
(Pérdida) / Ganancia operativa	2.289,830	5.103,711	1.438,227
Resultados financieros netos ganancia / (pérdida)	(39,607)	(177,621)	(114,314)
Resultados por exposición a cambios en el poder adquisitivo de la moneda ("RECPAM")	198,183	608,130	530,508
(Pérdida) / Ganancias antes del impuesto a las ganancias	2.448,406	5.534,220	1.854,421
Impuesto a las ganancias	1.160,932	(1.885,822)	(914,131)
(Pérdida) / Ganancia del período	3.609,338	3.648,398	940,290

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2019

Datos estadísticos (en unidades físicas) comparativos con ejercicios anteriores

	31.12.19	**31.12.18**	**31.12.17**
Número de clientes	1.670.166	1.664.802	1.650.629
Venta de gas (en millones de m3)	1.696,5	1.513,3	1.978,1
Servicio de transporte y/o distribución de gas (en	5.413,5	3.636,0	4.306,6
Longitud de redes (en miles de kilómetros)	26,5	26,1	25,9

Índices comparativos con ejercicios anteriores

	31.12.19	**31.12.18**	**31.12.17**
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,9132	0,9654	1,0168
Solvencia (patrimonio neto / pasivo total)	1,4349	1,0387	1,0504
Inmovilización del capital (activo no corriente / total	0,6277	0,6237	0,6956
Rentabilidad (resultado del período / patrimonio neto	0,3436	0,4436	0,1857

Valores expresados en moneda al 31 de diciembre 2019

Liquidez y Recursos de Capital

Durante el año 2019, tal como lo viene haciendo Naturgy, se cumplió con los compromisos asumidos, habiendo cancelado los vencimientos de capital e intereses de los adelantos en cuenta suscriptos con entidades bancarias.

En este ejercicio, a partir de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral y establecidos por el ENARGAS, la Sociedad ha estado analizando y negociando distintas alternativas de financiación que le permitan cubrir la necesidad del capital de trabajo.

Con fecha 9 de abril de 2019 y 9 de octubre 2019 la Sociedad canceló dos cuotas de capital por $41,6 millones cada una, de la solicitud de crédito por $250 millones de carácter bilateral con HSBC Bank Argentina suscripto en 2017. Así mismo los intereses se pagan de forma mensual y se devengan a una tasa fija de 23% nominal anual.

Dentro de las condiciones previstas en el contrato de préstamo con el HSBC Bank Argentina se establece que la Sociedad se compromete a no pagar dividendos por encima de $100 millones por el ejercicio finalizado en diciembre 2017 (e incluyendo dentro de dicho monto las ganancias correspondientes a ejercicios anteriores no distribuidas) y a no pagar dividendos por encima de $300 millones por el ejercicio

finalizado en diciembre 2018 (e incluyendo dentro de dicho monto las ganancias correspondientes a ejercicios anteriores no distribuidas).

El 10 de mayo del 2019 se realizó la cancelación del capital ($ 500 millones) y el interés trimestral correspondiente según la solicitud de crédito, que se suscribió el 10 de mayo del 2018, por $ 500 millones de carácter bilateral con el Banco Santander Río S.A. cuyos fondos fueron utilizados para capital de trabajo, inversiones y refinanciación de pasivos. El acuerdo contemplaba la cancelación del capital al vencimiento (10 de mayo de 2019) y el pago de intereses trimestrales, en 2018, con vencimiento el 10 de agosto y 12 de noviembre y en 2019 con vencimiento el 11 de febrero y 10 de mayo. Los mismos se devengaron a una tasa BADLAR corregida + 525 puntos básicos.

Como resultado de todas estas operaciones, la situación de la deuda bancaria y financiera de la Sociedad, expuesta en forma comparativa con el ejercicio anterior es la siguiente:

Deuda con Entidades Financieras - Capital		**2019**			**2018**	
Deuda moneda local	**Vencimiento**	**en millones de $**	**Tasa**	**Vencimiento**	**en millones de $**	**Tasa**
Préstamo HSBC Argentina	09-abr-20	41,6	23,00%	09-abr-19	41,7	23,00%
	09-oct-20	41,6	23,00%	09-oct-19	41,7	23,00%
				09-abr-20	41,6	23,00%
				09-oct-20	41,6	23,00%
Préstamo Santander Río				10-may-19	500,0	70,90%
Adelantos en cuenta corriente	09-dic-20	434,6	49,80%			
Total Deuda con Entidades Financieras		**517,8**			**666,6**	

Valores expresados en moneda del 31 de diciembre de 2019

La Sociedad, durante el año 2019 cumplió con los compromisos asumidos en los acuerdos de renegociación firmados con los productores de gas por la deuda por el período abril 2016 a marzo 2017 con YPF y entre el período enero 2015 a marzo 2017 con ENARSA. Al 31 de diciembre de 2019 la Sociedad canceló $280,45, millones correspondiente al capital. Los intereses correspondientes también fueron cancelados.

Asimismo, dado el contexto macroeconómico y financiero a partir del segundo semestre del año 2019 y el significativo aumento del costo de endeudamiento corporativo, se logró un acuerdo con YPF para posponer en forma parcial los pagos de octubre, noviembre y diciembre, que serán abonados con los respectivos intereses en 6 cuotas iguales y consecutivas a partir de junio de 2020.

Como resultado de todas estas operaciones, la situación de la deuda comercial diferida al 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Deuda Comercial - Capital		2019 en millones de			2018 en millones de	
Deuda moneda local	**Vencimiento**	**$**	**Tasa**	**Vencimiento**	**$**	**Tasa**
	ene-20	27,8	52%	ene-19	20,1	52%
	feb-20	28,7	52%	feb-19	20,6	52%
	mar-20	29,7	52%	mar-19	21,2	52%
	abr-20	30,7	52%	abr-19	21,7	52%
	may-20	31,7	52%	may-19	22,3	52%
	jun-20	251,1	52%	jun-19	22,9	52%
	jul-20	242,4	52%	jul-19	23,5	52%
	ago-20	218,3	52%	ago-19	24,2	52%
	sep-20	218,3	52%	sep-19	24,9	52%
	oct-20	218,3	52%	oct-19	25,7	52%
	nov-20	218,3	52%	nov-19	26,4	52%
				dic-19	27,2	52%
				2020	205,2	52%
Total Deuda Comercial		**1.515,4**			**485,9**	

Valores expresados en moneda dedel 31 de diciembre de 2019.

Evolución comparativa del flujo neto de efectivo por las actividades de la Sociedad:

	Cifras expresadas en millones		
	31.12.19 (a)	**31.12.18** (b)	**31.12.17** (c)
	$	**$**	**$**
Efectivo al inicio del ejercicio	**1.408,982**	**257,072**	**1.854,538**
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	3.918,639	4.656,433	(989,630)
Flujo neto de efectivo utilizado en la sactividades de inversión	(2.528,581)	(3.460,049)	(1.213,483)
Flujo neto de efectivo generado / utilizado en las actividades de financiación	(1.380,259)	38,483	515,689
RECPAM Efectivo y equivalente de efectivo	(493,048)	(82,958)	-
Efectivo al cierre del período/ ejercicio	**925,733**	**1.408,982**	**167,114**
Aumento / (Disminución) del efectivo	**9,799**	**1.234,868**	**(1.687,424)**

(a) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(b) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2019
(c) Expresado en moneda del 31 de diciembre 2018

Al 31 diciembre de 2019, el monto de Caja y Bancos e Inversiones corrientes ascendía a $ 925,73millones.

Endeudamiento

La Sociedad cuenta con líneas de crédito de corto plazo con entidades financieras locales del orden de $2.180 millones. La Sociedad mantiene sus excedentes financieros en colocaciones en pesos y dólares a corto plazo en entidades financieras de primera línea de Argentina y del exterior. Estas líneas de crédito no implican una garantía de otorgamiento de crédito a la Sociedad, decisión que se puede ver afectada por decisiones unilaterales por situaciones de coyuntura.

Investigación y Desarrollo, Patentes, Licencias, etc.

A la fecha del presente Prospecto, no existen ni gastos ni activos significativos por estos conceptos.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Sociedad en el marco del Programa. Dichos términos y condiciones generales serán aplicables a cada Clase o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, sin perjuicio de lo cual los términos del respectivo Suplemento para una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán completar y ampliar en beneficio de los inversores. En caso de contradicción entre los términos y condiciones generales detallados a continuación y los términos y condiciones específicos que se detallen en los Suplementos correspondientes, estos últimos prevalecerán por sobre los primeros con respecto a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de $5.000.000.000, o su equivalente en otras monedas. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los Suplementos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con prima sobre el valor par, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases (cada una, una "Clase") con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una "Serie") con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses desde su fecha de emisión. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los Suplementos correspondientes y, a menos

que en dichos documentos se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará un año de 365 días (cantidad de días transcurridos/365).

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado puntualmente y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitorios sobre los montos impagos desde la fecha de su vencimiento y hasta la fecha de su efectivo pago a la tasa de interés correspondiente al período de intereses vencido e impago en cuestión incrementada en 250 puntos básicos.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos que efectúe la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán realizados sin deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo), salvo en los casos en que la Emisora estuviera obligada por las normas vigentes a efectuar deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo). En tales casos, la Emisora efectuará las deducciones y/o retenciones en cuestión y pagará a los tenedores de dichas Obligaciones Negociables, en el mismo momento en el cual efectúe los pagos respecto de los cuales se efectuó dicha deducción y/o retención, los montos adicionales que sean necesarios para permitir que los montos recibidos por tales tenedores, luego de efectuadas las deducciones y/o retenciones en cuestión, sean iguales a los montos que los mismos hubieran recibido bajo tales Obligaciones Negociables en ausencia de las deducciones y/o retenciones en cuestión.

Sin embargo, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) tales deducciones y/o retenciones resulten aplicables en virtud de una conexión entre dicho tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo las mismas; (iii) tales deducciones y/o retenciones fueran impuestas como resultado de la falta de cumplimiento por parte de dicho tenedor (dentro de los 30 días de así serle requerido por escrito por la Emisora) de cualquier requisito de información (incluyendo, sin limitación, la entrega de cualquier documento y/u otra prueba relativa a la nacionalidad, residencia, identidad, conexión con Argentina, etc.) requerido por las normas vigentes (incluyendo, sin limitación, leyes, decretos, resoluciones, instrucciones escritas de la AFIP y/o tratados internacionales de los cuales la Argentina sea parte), y en la forma prevista en las mismas, como condición previa para eliminar y/o reducir tales deducciones y/o retenciones (estableciéndose que en caso que el tenedor en cuestión no cumpla con dichos requisitos de información, la Emisora actuará según su razonable criterio, incluyéndose, sin limitación, el no pago de montos adicionales (según se los describe en la presente) y la aplicación de la alícuota máxima de retención según la legislación vigente en la República Argentina en cada momento); (iv) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Emisora por haber actuado la misma como "obligado sustituto" del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión, o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (v) cualquier combinación de (i) a (iv) anteriores.

Forma

Las Obligaciones Negociables serán escriturales, a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en cuyo caso podrán ser nominativas no endosables (con o sin cupones de interés) representadas por uno o más títulos globales (que serán depositados con depositarios autorizados por las normas vigentes) y/o por títulos definitivos. Por otra parte, en caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley 24.587 de Nominatividad de los Valores negociables Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas por títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas autorizados por las normas vigentes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán una denominación de $20.000 (o su equivalente en otras monedas) y múltiplos de $1.000 (o su equivalente en otras monedas) por encima de dicho monto, a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias

El agente de registro de las Obligaciones Negociables escriturales será Caja de Valores. El agente de registro de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Las transferencias de Obligaciones Negociables escriturales y de Obligaciones Negociables representadas por títulos globales serán de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos serán efectuadas por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos definitivos en cuestión al correspondiente agente de registro conjuntamente con una solicitud escrita aceptable para dicho agente de registro en la cual solicite la transferencia de las mismas, en cuyo caso el agente de registro registrará la transferencia y entregará al nuevo titular registral uno o más nuevos títulos definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables al portador serán efectuadas por los tenedores de las mismas mediante la entrega de las mismas al nuevo tenedor.

El correspondiente agente de registro anotará en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión o con cualquier orden dictada por un tribunal competente.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, conjuntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, conjuntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, conjuntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. En todos los casos, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables escriturales será Caja de Valores. El agente de pago de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por

títulos definitivos, y de las Obligaciones Negociables al portador (en el caso que lo permitieran las normas vigentes), será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables escriturales serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago en cuestión.

Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, y, en su caso, bajo las Obligaciones Negociables al portador, y denominadas en pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, y, en su caso, bajo las Obligaciones Negociables al portador, y denominadas en monedas distintas de pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los pagos de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados contra la entrega de las Obligaciones Negociables en cuestión al agente de pago para su cancelación (estableciéndose que en caso de amortizaciones parciales dicha entrega solo será necesaria contra la entrega de nuevas Obligaciones Negociables representativas del saldo de capital no amortizado). Los pagos de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión. Los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables al portador serán efectuados contra la entrega de las Obligaciones Negociables en cuestión al agente de pago para su cancelación (estableciéndose que en caso de amortizaciones parciales dicha entrega solo será necesaria contra la entrega de nuevas Obligaciones Negociables representativas del saldo de capital no amortizado y que en caso que solo se paguen intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto las Obligaciones Negociables al portador serán inmediatamente devueltas al tenedor en cuestión).

Todos los pagos que la Sociedad deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, y no se devengarán intereses durante el período comprendido entre dicha fecha y el Día Hábil inmediatamente posterior. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compromisos

La Sociedad se obliga a cumplir los siguientes compromisos en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación:

Compromisos de Hacer

Estados Contables, Libros, Cuentas y Registros

La Sociedad preparará sus Estados Contables de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV, y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. Asimismo, la Sociedad llevará libros, cuentas y registros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV).

Seguros

La Sociedad mantendrá seguros contratados con compañías aseguradoras de primera línea que cubran los riesgos que habitualmente aseguran las compañías que desarrollan negocios similares a los de la Sociedad y que son titulares y/u operan bienes similares a los que posee y/u opera la Sociedad.

Personería Jurídica y Bienes

La Sociedad deberá: (i) mantener vigente su personería jurídica (sin perjuicio de lo previsto en *"Compromisos – Compromisos de No Hacer – Fusiones, Ventas y Locaciones"* del presente); (ii) tomar todas las medidas necesarias para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad, licencias (incluyendo, sin limitación, la Licencia) y otros derechos similares necesarios y/o convenientes para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones; y (iii) mantener los bienes que sean necesarios para el adecuado desenvolvimiento de sus negocios, actividades y/u operaciones en buen estado de uso y conservación, debiendo efectuar todas las reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras que resulten necesarias para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones.

Mantenimiento de Oficinas

Si para una o más Clases de Obligaciones Negociables la Sociedad no hubiera designado un agente de pago y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, la Sociedad mantendrá una oficina en Buenos Aires en la que se podrán presentar las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión para el pago y en la que podrán entregar las Obligaciones Negociables para el registro de transferencias o canjes. Sin perjuicio de lo anterior, en tanto existan Obligaciones Negociables de cualquier Clase en circulación, la Sociedad mantendrá una oficina en Buenos Aires donde se le podrán enviar, en su caso, notificaciones e intimaciones en relación con las Obligaciones Negociables.

Notificación de Incumplimiento

La Sociedad notificará inmediatamente a los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, a través de un aviso a ser publicado en los boletines electrónicos de los mercados donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables y en la página web de la CNV a través de la Autopista de la Información Financiera, la ocurrencia de cualquier Evento de Incumplimiento (según se define más adelante), salvo que el mismo sea remediado y/o dispensado. Dicha notificación especificará el Evento de Incumplimiento y las medidas que la Sociedad se proponga adoptar en relación con el mismo.

Listado y Negociación

En caso que en los Suplementos correspondientes se especifique que las Obligaciones Negociables de una o más Clases y/o Series se listen y negociarán en una o más mercados del país y/o bolsas o mercados del exterior, la Sociedad realizará sus mejores esfuerzos para obtener y mantener las correspondientes autorizaciones para dicho listado y negociación y para cumplir con los requisitos establecidos por dichas bolsas y/o mercados.

Cumplimiento de Normas y Otros Acuerdos

La Sociedad cumplirá con todas las normas vigentes que le sean aplicables y con todas las obligaciones asumidas bajo cualquier acuerdo del cual sea parte, salvo cuando el incumplimiento de dichas normas o acuerdos no tuviera un efecto significativo adverso en la situación financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios o las perspectivas de la Sociedad.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Sociedad realizará y celebrará cualquier transacción y/o serie de transacciones que califiquen como actos o contratos con partes relacionadas bajo la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV y las demás normas vigentes en cumplimiento de los requisitos establecidos por dicho decreto y/o por las demás normas vigentes.

Compromisos de No Hacer

Compromiso de No Gravar

La Sociedad no constituirá ni permitirá la existencia de ningún Gravamen (según se define más adelante) sobre cualquier bien actual o futuro de la misma, para garantizar Endeudamiento (según se define más adelante), salvo que con anterioridad o en forma simultánea con la constitución o existencia de tal Gravamen, las Obligaciones Negociables se encuentren igual y proporcionalmente garantizadas, o excepto que tal Gravamen constituya un Gravamen Permitido.

A los fines del presente, "Endeudamiento" significa, respecto de cualquier persona en cualquier fecha de determinación (sin duplicación), (i) el monto de capital de la deuda de dicha persona por dinero tomado en préstamo (acreditada por obligaciones negociables, pagarés u otros instrumentos similares o evidenciada por cualquier otro medio); (ii) las obligaciones de dicha persona por cartas de crédito abiertas por operaciones de crédito documentario u otros instrumentos similares; (iii) las obligaciones de dicha persona de abonar el precio de compra diferido y pendiente de cancelación por bienes y/o servicios (excepto cuentas comerciales a pagar derivadas de las actividades comerciales ordinarias de dicha persona); (iv) las obligaciones de dicha persona bajo cualquier venta condicional u operación de pase (*"repurchase agreement"* o *"repo"*); (v) cualquier pasivo por contratos de protección de tasa de interés u otro tipo de contrato o convenio de cobertura (incluyendo, sin limitación, "*swaps"* de tasa de interés, contratos de tasa de interés máxima, mínima, de tasa de interés máxima y mínima y contratos similares que se relacionen con "*commodities"*, productos o servicios producidos, provistos, consumidos o de otro modo utilizados en el curso ordinario de los negocios de la Sociedad o que se relacionen de cualquier otro modo con las líneas de negocios de la Sociedad; (vi) "*leasings"* contabilizados como pasivos; y/o (vii) la deuda de otras personas garantizadas con un Gravamen sobre cualquier bien y/o ingreso de dicha persona, sea o no dicha deuda asumida por dicha persona. La enumeración precedente es taxativa por lo que cualquier causal no enumerada expresamente en los puntos (i) a (vii) no constituirá Endeudamiento.

A los fines del presente, "Gravamen" significa toda hipoteca, prenda, gravamen, derecho de garantía, cargas u otros privilegios o acuerdos preferenciales de cualquier naturaleza.

A los fines del presente, "Gravamen Permitido" significa un Gravamen que cumpla con una o más de las siguientes condiciones: (i) existente al 11 de agosto de 2005; (ii) constituido para garantizar la totalidad o parte del precio de compra, instalación y/o construcción de, o para garantizar Endeudamiento incurrido o asumido para pagar la totalidad o parte del precio de compra de, bienes adquiridos por la Sociedad sobre el bien que se adquiere, estableciéndose que dicho Gravamen deberá constituirse exclusivamente sobre el bien adquirido o, en su caso, existir únicamente sobre el mismo; (iii) constituido para garantizar una prórroga o refinanciación de Endeudamiento en virtud del cual se constituyó originalmente dicho Gravamen, siempre que el Gravamen se constituya sobre el mismo activo originalmente dado en garantía o un activo sustituto que, como máximo 15 días antes de dicha sustitución, tenga un valor que no sea superior al del activo originalmente dado en garantía; (iv) que surja por aplicación de normas vigentes (inclusive respecto de impuestos); (v) constituido en circunstancias en las cuales, inmediatamente después de la constitución del Gravamen, el valor total de los activos dados en garantía de la Sociedad garantizado por Gravámenes sobre cualquiera de sus bienes en circulación, en oportunidad de constituirse tal Gravamen, excluyendo cualquier Gravamen mencionado en los incisos (i) a (iv) de esta definición, no supere la suma equivalente al 5% del total de activos consolidados de la Sociedad de acuerdo a su último estado contable publicado; y/o (vi) constituido para reemplazar cualquier Gravamen de los mencionados en los incisos (i) a (v).

Fusiones, Ventas y Locaciones

La Sociedad no se fusionará, ni venderá, alquilará y/o de cualquier otro modo transferirá a otra persona (a) la totalidad o una parte sustancial de sus bienes, y/o (b) la Licencia; salvo que, inmediatamente después de dicha fusión, venta, alquiler y/o transferencia: (i) no ocurra y subsista un Evento de Incumplimiento y/o cualquier supuesto que con cualquier notificación y/o el transcurso del tiempo podría constituir un Evento de Incumplimiento y que no se produzca, en su caso, una baja en la calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables por debajo del grado de inversión local, y (ii) toda sociedad incorporante en el supuesto de fusión por absorción o toda sociedad constituida como consecuencia de una fusión propiamente dicha con la Sociedad o toda otra persona que adquiriera por venta, alquiler y/o cualquier otro modo de transferencia los bienes asuma expresamente todas las obligaciones de la Sociedad bajo las Obligaciones Negociables de acuerdo con sus términos y condiciones.

Otros Compromisos

En los Suplementos correspondientes se podrán establecer compromisos adicionales a los contenidos en el presente.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora

La Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Emisora, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora, mientras no sean transferidas a un tercero por la misma, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Emisora, derecho a voto en tales asambleas, ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en *"Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Eventos de Incumplimiento"* del presente y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes. Las compras o adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora se realizarán respetando el principio de trato igualitario entre inversores. La Sociedad publicará en los boletines electrónicos de los mercados donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables y en la página web de la CNV a través de la Autopista de la Información Financiera, información respecto de las compras o adquisiciones de Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad.

Rescate a Opción de la Emisora y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate por Razones Impositivas

Las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Series podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad en su totalidad, pero no parcialmente, en cualquier momento con la condición que:

(i) en ocasión del próximo pago exigible en virtud de las Obligaciones Negociables de la Clase o Series en cuestión, la Sociedad haya sido obligada o estuviera obligada a pagar montos adicionales según lo previsto en "Montos Adicionales" del presente como resultado de cualquier modificación o reforma de las normas vigentes de la Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o cualquier cambio en la aplicación y/o interpretación oficial de dichas normas vigentes, cuya modificación o reforma sea efectiva en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión y/o con posterioridad a dicha fecha de emisión, y dicha obligación de pago de montos adicionales sea con respecto a, por lo menos, el 20% de las Obligaciones Negociables de la Clase o Series en cuestión en circulación; y

(ii) la Sociedad no pueda evitar dichas obligaciones tomando medidas razonables disponibles para hacerlo.

El rescate por razones impositivas se efectuará mediante el pago del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase o Series en cuestión no amortizado, los intereses devengados sobre el mismo y cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión. El rescate por razones impositivas sólo podrá tener lugar en una fecha de pago de intereses y deberá contar con un aviso por parte de la Sociedad publicado en los boletines electrónicos de los mercados donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables y en la página web de la CNV a través de la Autopista de la Información Financiera, con no menos de 15 días de anticipación a dicha fecha de pago de intereses. Dicho aviso será irrevocable.

Eventos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los siguientes eventos constituirán, cada uno de ellos, un "Evento de Incumplimiento":

(i) incumplimiento por parte de la Sociedad en el pago a su vencimiento de cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables (incluyendo montos adicionales), y dicho incumplimiento subsista durante un período de 3 Días Hábiles;

(ii) incumplimiento por parte de la Sociedad en el pago a su vencimiento de cualquier monto de intereses y/o cualquier otro monto adeudado, que no sea capital, bajo las Obligaciones Negociables (incluyendo montos adicionales), y dicho incumplimiento subsista durante un período de 5 Días Hábiles;

(iii) incumplimiento por parte de la Sociedad de las obligaciones asumidas en el marco de *"Compromisos"* del presente (y/o de las obligaciones asumidas en el marco de otros "compromisos" que se establezcan en los Suplementos correspondientes), y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días;

(iv) incumplimiento por parte de la Sociedad de cualquier obligación bajo las Obligaciones Negociables (distinta de las referidas en los incisos (i), (ii) y/o (iii) anteriores) y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días contados a partir de la fecha en la cual la Sociedad haya recibido de cualquier tenedor una notificación, por escrito y en forma fehaciente, en la que se especifique dicho incumplimiento y se solicite su subsanación;

(v) (a) cualquier Endeudamiento de la Sociedad (distinto de las Obligaciones Negociables), se torna exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento de un modo que no sea a opción de la Sociedad, y/o (b) cualquier Endeudamiento de la Sociedad (distinto de las Obligaciones Negociables), no es pagado a su vencimiento o, según sea el caso, dentro del período de gracia aplicable, y/o (c) incumplimiento por parte de la Sociedad en el pago a su vencimiento de cualquier importe debido en razón de cualquier garantía y/o indemnidad, actual o futura, constituida respecto de cualquier Endeudamiento; siempre que la suma total de los respectivos Endeudamientos, garantías y/o indemnidades respecto de los cuales uno o más de los Eventos de Incumplimiento incluidos en este inciso haya ocurrido sea igual o superior a US$10.000.000 o su equivalente en otras monedas, y dicho evento subsista durante un período de 30 días, (salvo que, en los eventos previstos en los puntos (b) y/o (c) de este inciso, la falta de pago se deba exclusivamente a la existencia de controles cambiarios en la Argentina que impidan a la Sociedad efectuar los pagos en cuestión habiendo cumplido con todas la exigencias previstas por las normas vigentes y en la medida que no se hubiera tornado exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento el Endeudamiento, garantía y/o indemnidad en cuestión de acuerdo con sus respectivos términos y la Sociedad acredite que cuenta con los fondos suficientes para efectuar los pagos en cuestión y que no cuenta con ningún otro medio y/o recurso disponible para efectuar tales pagos conforme con las normas vigentes);

(vi) se trabara cualquier medida cautelar, se iniciara cualquier tipo de ejecución y/o se trabara y/o iniciara cualquier otro procedimiento con efecto similar sobre o contra la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Sociedad, y dicha medida cautelar, ejecución y/u otro procedimiento similar no es revocado y/o suspendido dentro de un período de 60 días, siempre que afecte bienes y/o ingresos por un valor igual o superior al importe que corresponda al 5% de los activos de la Sociedad;

(vii) incumplimiento por parte de la Sociedad de cualquier pago dispuesto por una sentencia firme dictada por un tribunal competente y pasada en autoridad de cosa juzgada, siempre que el importe a pagar dispuesto por dicha sentencia sea igual o superior a US$10.000.000 o su equivalente en otras monedas y hayan transcurrido 30 días desde la fecha de pago dispuesta por la respectiva sentencia;

(viii) la Sociedad (a) es declarada en concurso preventivo o en quiebra por una sentencia firme dictada por un tribunal competente, y/o la Sociedad es declarada en cesación de pagos, y/o interrumpe y/o suspende el pago de la totalidad o de una parte sustancial de sus deudas; (b) pide su propio concurso

preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) propone y/o celebra una cesión general y/o un acuerdo general con o para beneficio de sus acreedores con respecto a la totalidad o a una parte sustancial de sus deudas (incluyendo, sin limitación, un acuerdo preventivo extrajudicial) y/o declara una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconoce una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte sustancial de sus deudas; y/o (e) consiente la designación de un administrador y/o interventor de la Sociedad, respecto de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Sociedad;

(ix) la Sociedad interrumpe el desarrollo de la totalidad o de una parte sustancial de sus actividades u operaciones, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión en los términos establecidos en *"Compromisos – Compromisos de No Hacer – Fusiones, Ventas y Locaciones"* del presente;

(x) se revoca, suspende, modifica de manera sustancialmente adversa para la Sociedad y/o deja sin efecto la Licencia;

(xi) cualquier tribunal o autoridad gubernamental competente (i) expropia, nacionaliza y/o confisca la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Sociedad y/o de su capital accionario; (ii) toma una medida efectiva para la disolución y/o liquidación de la Sociedad, salvo con el objeto de llevar a cabo una fusión de acuerdo con lo previsto en "Compromisos – Compromisos de No Hacer – Fusiones, Ventas y Locaciones" del presente; y/o (iii) toma cualquier acción (1) por la cual asuma la custodia y/o el control de la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Sociedad y/o de las actividades u operaciones de la Sociedad y/o del capital accionario de la Sociedad, y/o (2) que impida a la Sociedad y/o a sus directores, gerentes y/o empleados desarrollar la totalidad o una parte sustancial de sus actividades u operaciones en forma habitual, siempre que dicha acción subsista por un plazo de 30 días y/o tenga un efecto significativo adverso sobre los negocios de la Sociedad y/o la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables;

(xii) sea ilícito el cumplimiento por parte de la Sociedad de cualquier obligación asumida en relación con las Obligaciones Negociables, y/o cualquiera de dichas obligaciones dejara de ser válida, obligatoria y ejecutable; y/o

(xiii) los accionistas y/o directores de la Sociedad dispongan la disolución y/o liquidación de la Sociedad, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión en los términos establecidos en *"Compromisos – Compromisos de No Hacer – Fusiones, Ventas y Locaciones"* del presente.

Si se produce y subsiste uno o más Eventos de Incumplimiento (salvo un Evento de Incumplimiento del tipo descripto en el inciso (viii)(a), (viii)(b) y/o (viii)(d) precedentes) los tenedores de Obligaciones Negociables de una misma Clase en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Sociedad, declarar la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de dicha Clase, deviniendo la totalidad de tales montos exigibles y pagaderos en forma inmediata. Si se produce un Evento de Incumplimiento del tipo descripto en el inciso (viii)(a), (viii)(b) y/o (viii)(d) precedentes, la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables se producirá en forma automática sin necesidad de notificación a la Sociedad, deviniendo la totalidad de tales montos exigibles y pagaderos en forma inmediata. En caso que se hubiera producido la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de cualquier Clase, los tenedores de Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación que representen como mínimo el 51% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Sociedad, dejar sin efecto la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de dicha Clase, siempre y cuando la totalidad de los Eventos de Incumplimiento hubieran sido subsanados y/o dispensados.

Las disposiciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de los derechos de cada tenedor individual de Obligaciones Negociables de iniciar una acción contra la Sociedad por el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto vencido e impago bajo las Obligaciones Negociables.

En los Suplementos correspondientes se podrán establecer eventos de incumplimiento adicionales a los contenidos en el presente.

Rango

Salvo en el caso de Obligaciones Negociables con garantía especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), y/o subordinadas, las Obligaciones Negociables tendrán

en todo momento igual prioridad de pago entre sí y con todas las demás obligaciones no subordinadas y con garantía común de la Sociedad, presentes o futuras, salvo las obligaciones que gozaran de privilegios en virtud de disposiciones legales y/o contractuales.

Asambleas

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase serán convocadas por la Sociedad cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los 40 días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión.

Las asambleas serán convocadas por publicaciones durante 5 días, con 10 de anticipación por lo menos y no más de 30, en el Boletín Oficial de la República Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina. En las publicaciones deberá mencionarse la fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Las asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los treinta días siguientes, y las publicaciones se harán por tres días con ocho de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores. La Emisora informará como hecho relevante, a través de su publicación en la Autopista de la Información Financiera y los boletines electrónicos donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables, la decisión del órgano de administración de la Sociedad de convocar a asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables.

Las asambleas deberán reunirse en la ciudad de Buenos Aires. Para asistir a las asambleas los tenedores deberán, con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Sociedad que asistirán a tal asamblea adjuntando a dicha comunicación un certificado emitido por el agente de registro en cuestión a tal fin (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables al portador los tenedores deberán, en vez de adjuntar dicho certificado, depositar con la Sociedad las correspondientes Obligaciones Negociables al portador). Los tenedores no podrán disponer las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

Las asambleas serán presididas por quien la mayoría de los tenedores presentes en la asamblea en cuestión elijan entre los presentes en la misma, en los términos de lo dispuesto por el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables.

La constitución de las asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de tenedores, por sí o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación, y la constitución de las asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de tenedores que representen, por sí o por representación, por lo menos el 30% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación.

Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen (i) los porcentajes del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación que se especifican en *"Eventos de Incumplimiento"* para adoptar las medidas especificadas en dicho título; y (ii) la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación para modificar las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, incluyendo, sin limitación, las siguientes: (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (3) cambio del lugar y/o de la moneda de los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (4) modificación de los porcentajes del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación que se especifican en *"Eventos de Incumplimiento"*; y (5) modificación de este párrafo.

Las asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 días siguientes. Sólo podrán participar en la segunda reunión los tenedores que hubieran efectuado la comunicación a la Sociedad referida más arriba.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases se celebrarán en forma separada, estableciéndose, sin embargo, que se podrá convocar a asambleas conjuntas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases a fin de tratar cuestiones comunes a las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión. A los fines de computar el quórum y las mayorías en tales asambleas conjuntas, las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión serán consideradas como una única clase, estableciéndose que en caso que las Obligaciones Negociables de las distintas Clases estuvieran denominadas en más de una moneda, se tomará el monto de capital de las mismas en pesos conforme con la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso referida en *"Monto Máximo"* del presente.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora conforme con lo dispuesto en "Rescate a Opción de la Emisora y/o de los Tenedores" y/o "Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora" del presente, mientras no sean transferidas a un tercero por la misma, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por las asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, independientemente de si estaban o no presentes en las asambleas en cuestión.

Todas las cuestiones relativas a las asambleas no contempladas en el presente se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables.

Notificaciones

Todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas si se publican por un día en el boletín electrónico de los mercados donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables y en la página web de la CNV a través de la Autopista de la Información Financiera. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar todas las publicaciones que requieran las Normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados del país y/o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso.

Agentes Colocadores

El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

La Sociedad, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier Clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión y de corresponder el primer pago de intereses, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma Clase que dichas Obligaciones Negociables en

circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una Serie distinta dentro de la Clase en cuestión.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se emitirán conforme con la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y las demás normas vigentes en la Argentina en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables en cuestión. *Todas* las cuestiones relacionadas con las Obligaciones Negociables se regirán por, y deberán ser interpretadas exclusivamente de conformidad con, las leyes de la Argentina.

Jurisdicción

Toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por los tribunales de arbitraje correspondientes a los mercados autorizados donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercados de Capitales. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal arbitral del mercado autorizado donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables

Acción Ejecutiva

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán "obligaciones negociables" conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el Artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

Se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere, presentar solicitudes de verificación de crédito o participar en procesos universales para lo que será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito. Su expedición importará el bloqueo de la cuenta respectiva, sólo para inscribir actos de disposición por su titular, por un plazo de treinta (30) días hábiles salvo que el titular devuelva el comprobante o dentro de dicho plazo se reciba una orden de prórroga del bloqueo del juez o Tribunal Arbitral ante el cual el comprobante se hubiera hecho valer. Los comprobantes deberán mencionar estas circunstancias.

En caso que las Obligaciones Negociables se encuentren representadas por certificados globales, se podrán expedir comprobantes a favor de las personas que tengan una participación en las mismas, a los efectos y con el alcance indicado el párrafo anterior. El bloqueo de la cuenta sólo afectará a las Obligaciones Negociables a los que refiera el comprobante. Los comprobantes serán emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras. En caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro se encuentra obligado a expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Procedimiento de Entrega de Obligaciones Negociables Definitivas

Si se produce y subsiste un Evento de Incumplimiento y como consecuencia de ello se produce la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los beneficiarios de participaciones en Obligaciones Negociables representadas por títulos globales podrán solicitar a la Emisora la entrega de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos, debidamente firmados por la Emisora, contra presentación del comprobante de tenencia (con bloqueo de la cuenta) expedido por el depositario en cuestión. Dichas Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos se encontrarán a

disposición del peticionante en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto dentro de los siguientes 15 días de la presentación del pedido.

Prescripción

Los reclamos contra la Sociedad por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo originario de duración del Programa para la emisión de Obligaciones Negociables ha sido prorrogado, según lo resuelto por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad el 23 de abril de 2020, por 5 años adicionales contados a partir del 30 de septiembre de 2020, conforme lo dispuesto por la Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2020-47-APN-GE#CNV, de fecha 21 de octubre de 2020.

Calificación de Riesgo

La Sociedad ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el mismo, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Sociedad opte por calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo.

No obstante ello, con fecha 16 de septiembre de 2020, Moody's Latin America Agente de Calificación de Riesgo S.A. asignó a la Sociedad una calificación de emisor en moneda local de A-.ar y una calificación de acciones de 2.ar. El mencionado dictamente de Moody's Latin America Agente de Calificación de Riesgo S.A., se encuentran a disposición de los interesados en su versión electrónica en https://www.moodyslocal.com/country/ar/ratings/corp.

Plan de Distribución

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí mismo, o través de uno o más agentes colocadores. Si la Emisora decide designar uno o más agentes colocadores respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitida en el marco del Programa, la Emisora celebrará con éste o éstos un convenio de colocación.

La creación del Programa y la oferta pública de las Obligaciones Negociables han sido autorizadas por la CNV mediante la Resolución Nº 15.140 de fecha 11 de agosto de 2005, Resolución N° 16.425 de fecha 30 de septiembre de 2010 y Resolución N° 17.866 de fecha 30 de octubre de 2015 y Disposiciones de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2019-46-APNGE#CNV, de fecha 3 de junio de 2019 y N° DI-2020-47-APN-GE#CNV, de fecha 21 de octubre de 2020; aclarándose, sin embargo, que a efectos de colocar y emitir una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, la Emisora deberá presentar a la CNV un Suplemento estableciendo los términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables a emitir y conteniendo una actualización de la información incluida en el Prospecto, incluyendo la actualización anual requerida por la CNV, y cualquier información sobre acontecimientos significativos posteriores a la fecha del Prospecto del Programa.

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública en Argentina. La oferta pública de las Obligaciones Negociables en Argentina está regida por la Ley de Mercado de Capitales y, en general, por las Normas de la CNV. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas al público en Argentina de otro modo que no sea por la Emisora o a través de entidades autorizadas bajo las leyes argentinas para ofrecer o vender valores negociables al público en Argentina.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita en el marco del Programa será colocada utilizando los procedimientos de colocación, según se determine en el Suplemento respectivo y de conformidad con lo dispuesto por las Normas de la CNV.

Respecto de la colocación de las Obligaciones Negociables, cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables será ofrecida y colocada en la República Argentina por el agente colocador que se designe oportunamente en el Suplemento aplicable, a potenciales inversores de acuerdo a lo establecido en las Normas de la CNV, mediante la distribución del Prospecto y/o del Suplemento respectivo a potenciales inversores y otros esfuerzos de colocación a ser convenidos entre la Emisora y el agente colocador en

cuestión, los cuales serán detallados en los respectivos Suplementos de cada Clase y/o Serie. Asimismo, el Prospecto en versión resumida y el Suplemento correspondiente deberán ser publicados por un día en los sistemas informativos de los mercados correspondientes en donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables. Sin perjuicio de ello, inversores interesados en obtener copias impresas del Prospecto y/o del Suplemento de cada Clase y/o Serie, podrá obtener dichas copias en las oficinas de la Emisora y/o del agente colocador designado, sitas en los domicilios establecidos en los Suplementos respectivos.

Los inversores serán invitados a suscribir las Obligaciones Negociables mediante la publicación de avisos en la página web de la CNV a través de la Autopista de la Información Financiera y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes en donde se listen y negocien las Obligaciones Negociables y en diarios de amplia circulación y/o a través de invitaciones cursadas telefónicamente y/o por correo y/o correo electrónico, u otros procedimientos similares de acuerdo a lo que se establezca en cada Suplemento.

Asimismo, el agente colocador podrá realizar presentaciones (road shows) acerca de la Emisora y de los términos y condiciones de la Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitirán bajo el Programa.

En todos los casos, la información ofrecida por la Emisora y/o por los agentes colocadores para la colocación de las Obligaciones Negociables, deberá cumplir con los recaudos establecidos en el Artículo 8 del Capítulo IV Titulo VI de las Normas de la CNV.

Mercados

La Emisora solicitará la autorización para el listado y negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en uno o más mercados del país y/o o bolsas y/o mercados del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Sociedad dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables a saber: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país; y/o (iii) integración de capital de trabajo en el país; y/o (iv) refinanciación de pasivos y/o (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, dejándose establecido que mientras se encuentre pendiente la aplicación de fondos, los mismos podrán ser invertidos transitoriamente en inversiones de corto plazo de alta calidad y liquidez, todo ello según se indique en los Suplementos correspondientes, y de acuerdo con el plan de afectación específico que se acompañará en oportunidad de la emisión y colocación de cada Clase y/o Serie bajo el Programa.

Gastos de la emisión

Los gastos relativos a las calificadoras de riesgo, los aranceles pagaderos a la CNV, BYMA y MAE (si los hubiera) los honorarios del contador público dictaminante, los honorarios de asesores legales, los gastos de publicación y cualquier otro gasto, arancel y honorario pagadero en relación con la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, estará a cargo de la Emisora. Asimismo, en caso que un agente de colocación y/o underwriter sea designado, sus honorarios y gastos también estarán a cargo de la Emisora de acuerdo a los términos del contrato celebrado a tales fines.

Los suscriptores que reciban las Obligaciones Negociables no estarán obligados a pagar comisión alguna, excepto que, si un suscriptor realiza la operación a través de su corredor, operador, banco comercial, compañía fiduciaria u otra entidad, puede ocurrir que dicho suscriptor deba pagar comisiones a esas entidades, las cuales serán de su exclusiva responsabilidad. Asimismo, los costos por transferencias u otros actos de administración o disposición respecto de Obligaciones Negociables serán expresamente asumidos por los obligacionistas.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Capital Social

El capital social de Naturgy emitido al 30 de junio 2020 es de $325.539.966, representado por 166.025.384 acciones Clase A de $1 de valor nominal y con derecho a 1 voto cada una, y por 159.514.582 acciones Clase B de $1 de valor nominal y con derecho a 1 voto cada una. Estas acciones se encuentran en su totalidad suscriptas, emitidas, integradas e inscriptas.

Las únicas acciones de la Sociedad que se encuentran autorizadas a cotizar bajo el régimen de oferta pública son las Clase B (conforme con la Resolución General 11.049 de la CNV del 31 de agosto de 1995).

Naturgy no es poseedora de ninguna de sus acciones. La Sociedad tampoco posee capital autorizado pero no emitido, ni compromisos de incrementar su capital social. No existen personas que tengan opción, o hubiesen acordado, realizar opciones sobre el capital social de Naturgy. Durante los últimos 3 años, no se han registrado variaciones en el capital social de Naturgy.

Instrumento Constitutivo y Estatutos

El Estatuto Social de Naturgy fue inscripto en la IGJ el 1° de diciembre de 1992, bajo el N° 11.673 del L° 112, Tomo A de Sociedades por Acciones. Posteriormente sufrió distintas modificaciones y, el texto ordenado vigente, fue aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 30 de diciembre de 2008 e inscripto en el Registro Público de Comercio el 27 de febrero de 2009 bajo el N° 3437 del libro 43 de Sociedades por Acciones.

De acuerdo a lo establecido en el art. 4 del Estatuto Social, Naturgy tiene como objeto la prestación del servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia, o de terceros, o asociada a terceros en el país, pudiendo a tales efectos realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con su objeto social, teniendo para ello plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, inclusive cumplir mandatos y comisiones, prestar servicios de mantenimiento de gasoductos, y asistencia técnica, construcción de obras y demás actividades accesorias o vinculadas a la distribución de gas natural, realizar cualquier tipo de operaciones financieras en general, con exclusión de las previstas en la Ley 21.526, y constituir y participar en sociedades por acciones invirtiendo el capital necesario a tales fines.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14 del Estatuto Social de la Sociedad, las Asambleas Ordinarias y/o Extraordinarias serán convocadas por el Directorio o el Síndico en los casos previstos por ley, o cuando cualquiera de ellos lo juzgue necesario o cuando sean requeridos por accionistas de cualquier clase que representan por lo menos el 5% del capital social. En este último supuesto la petición indicará los temas a tratar y el Directorio o el Síndico convocará la Asamblea para que se celebre en el plazo máximo de 40 días de recibida la solicitud. Si el Directorio o el Síndico omite hacerlo, la convocatoria podrá hacerse por la autoridad de contralor o judicialmente. Las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante 5 días con 20 días de anticipación por lo menos y no más de 45 días en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación general de Argentina. Deberá mencionarse el carácter de la Asamblea, fecha, hora y lugar de reunión y Orden del Día. La Asamblea en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberá celebrarse dentro de los 30 días siguientes, y las publicaciones se efectuarán por 3 días con 8 de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias no podrán efectuarse simultáneamente. El Presidente de la Asamblea podrá ser asistido por un Secretario, que será quien el Presidente designe al inicio del acto. Durante el desarrollo de la Asamblea, su Presidente tendrá amplias facultades de coordinación y conducción. A tales efectos y salvaguardando los derechos que les asisten a los accionistas, podrá: (i) conceder la palabra a aquellos que lo soliciten; (ii) dirigir el debate dentro de los términos del Orden del Día y llamar la atención a quienes se aparten del mismo; (iii) poner fin al debate cuando el asunto haya quedado suficientemente considerado y discutido e, inclusive, disponer el retiro del lugar de la Asamblea de aquellas personas que alteren el normal desarrollo de la misma y, eventualmente, solicitar a tales efectos el auxilio de la fuerza pública.

La constitución de la Asamblea Ordinaria en primera convocatoria requiere la presencia de accionistas que representen la mayoría de las acciones con derecho a voto. En la segunda convocatoria la Asamblea se considerará constituida cualquiera que sea el número de acciones con derecho a voto presente. Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión.

Cuando la Asamblea deba adoptar resoluciones que afecten los derechos de una clase de acciones, se requerirá el consentimiento o ratificación de esta Clase, que se prestará en Asamblea Especial regida por las normas establecidas en estos estatutos para las Asambleas Ordinarias.

La Asamblea Extraordinaria se reúne en primera convocatoria con la presencia de accionistas que representen el 61% de las acciones con derecho a voto. En segunda convocatoria estas Asambleas estarán válidamente constituidas cualquiera que sea el número de acciones con derecho a voto. Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión, salvo lo dispuesto en el último apartado del art. 244 de la Ley de Sociedades Comerciales y por el art. 18 de los Estatutos Sociales de la Sociedad.

Toda reforma a los arts. 2º y 3º (en cuanto se trate de reducción del plazo), 4º, 5º, 6º, 7º, 11º, 13º, 18º y 31º de los Estatutos Sociales de Naturgy requiere la previa autorización del ENARGAS u organismo que lo reemplace.

Para asistir a las Asambleas, los accionistas de Naturgy deben comunicar su voluntad de concurrir a la misma para su registro en el Libro de Asistencia a Asambleas, con 3 días hábiles de anticipación a la fecha fijada para la celebración de la Asamblea. Los accionistas pueden hacerse representar por mandatario, de conformidad con lo establecido en el art. 239 de la Ley de Sociedades Comerciales. Las Asambleas también podrán celebrarse a distancia, en cuyo caso se aplicará la normativa vigente sobre el particular. El Presidente del Directorio está facultado para invitar a presenciar las Asambleas a los miembros del Comité de Dirección y Gerentes de la Sociedad, como también a aquellos terceros que, por su relación directa y/o indirecta con el giro de la Sociedad, estime conveniente.

Contratos Importantes

No hay contratos importantes de los cuales la Sociedad sea parte, distintos de los contratos originados en el curso ordinario de los negocios, adicionales a los incluidos en los apartados *"Reseña y perspectiva operativa y financiera" – Liquidez y Recursos de Capital y Endeudamiento – y "Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico y Transacciones con Partes Relacionadas"*.

Controles de Cambio

En enero de 2002, con la sanción de la Ley N°25.261, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto N°260/2002 el Poder Ejecutivo nacional estableció (i) el MULC por el cual debían cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras; y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras debían ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que estableciera el Banco Central (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado financiero y no financiero, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior, los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, en la medida en que no constituyan líneas financieras de crédito, y las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados; y (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) deberá constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el "Depósito"); y (iv) el mencionado Depósito deberá ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo.

El 18 de diciembre de 2015, a través de la resolución N°3/2015 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación se redujo de 30% a 0% el Depósito y modificó el plazo mínimo de permanencia de 365 a 120 días corridos contados a partir del ingreso de los fondos al país (el "Plazo Mínimo de Permanencia"). El 5 de enero de 2017, mediante la Resolución N°1-E/2017 del Ministerio de Hacienda redujo el Plazo Mínimo de Permanencia a 0 días, eliminando en la práctica la necesidad de mantener fondos por cualquier plazo determinado para acceder al MULC.

El 20 de enero de 2018, a través de la Comunicación "A" 6436, el Banco Central eliminó todas las normas cambiarias que regulaban las operaciones de cambio en divisas extranjeras (a menos que por disposición expresa se indicara lo contrario), y las sustituyo por las siguientes normas: (i) cualquier individuo o entidad puede comerciar libremente a través del MELI; (ii) todas las transacciones de divisas extranjeras deben realizarse a través de una entidad financiera autorizada; (iii) se eliminaron las restricciones horarias para operar en el MELI; (iv) los sujetos alcanzados deberán cumplimentar el "Relevamiento de Activos y Pasivos Externos", incluso cuando no se haya producido un ingreso de fondos al MELI y/o no se prevea acceder en el futuro a dicho mercado por las operaciones que corresponde declarar; (v) se eliminó la obligación de liquidar divisas por cada operación de cambio, sin embargo, se mantiene vigente el registro de todas las operaciones cambiarias por parte de la entidad financiera interviniente; (vi) las entidades financieras deberán cumplir con las normas sobre prevención del lavado de activos, financiamiento del terrorismo y otras actividades ilícitas; y (vii) las operaciones de cambio serán realizadas al tipo de cambio que sea libremente pactado entre las partes.

Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el Decreto N° 609/19, que establece que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el producto del valor de exportación de bienes y servicios debe ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado local de cambios de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por el Banco Central.

De acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 609, el Banco Central por medio de las Normas Cambiarias, definido en cuyo caso el acceso al mercado local de cambios para comprar divisas y metales preciosos, así como o para fines de transferencias de divisas al exterior, estarán sujetas a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta la diferente situación de las personas físicas y jurídicas.

El 28 de diciembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional modificó el artículo 1 del Decreto N° 609 (que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe repatriarse a Argentina y ser convertido a pesos mediante la liquidación en el mercado local de cambios a pesos de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por las Normas Cambiarias), extendiendo la obligación de repatriar y liquidar divisas a través del mercado local de cambios establecida mediante el Decreto N° 609 por un período de tiempo indefinido. Asimismo, el 30 de diciembre de 2019, el Banco Central mediante la Comunicación "A" 6856 extendió la vigencia de las Normas Cambiarias por un período indefinido. A la fecha de este Prospecto, las restricciones para el acceso al mercado externo de cambios son las siguientes:

Obligaciones de repatriar moneda extranjera proveniente de exportaciones de bienes

Exportaciones de bienes realizadas a partir del 2 de septiembre de 2019

Los pagos en moneda extranjera por exportaciones de bienes por un monto igual a los montos facturados de acuerdo con las condiciones de venta de tales exportaciones de bienes deben ser repatriados y convertidos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios dentro de un périod específico de tiempo para distintos bienes y servicios en cuestión.

Independientemente de estos términos máximos, las Normas Cambiarias establecieron que los pagos recibidos por exportaciones deben ser repatriados y convertidos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios a pesos dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro.

Mediante la Comunicación "A" 6882 del BCRA se resolvió que los exportadores que realizaron operaciones con contrapartes vinculadas (en las cuales el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino), podrá solicitar a sus respectivas entidades de seguimiento una extensión del plazo de ingreso hasta 120 días corridos. Esta extensión aplicará en los casos en que hayan registrado exportaciones superiores a US$ 50.000.000 y los bienes correspondan a las posiciones detalladas en dicha norma (principalmente relacionados con la industria de la carne).

Para determinar si una transacción se considera una transacción entre partes relacionadas, se aplicarán las reglas establecidas en la sección 1.2.2 de las "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del Banco Central.

Cualquier monto en moneda extranjera originados en cargos por reclamos de seguro, en la medida en que dichos montos cubran el valor de los bienes exportados, están sujetos a la obligación de repatriar y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios (dentro del plazo aplicable para cada tipo de exportación).

El exportador debe designar una entidad financiera para rastrear cada transacción de exportación. La obligación de repatriación y liquidación de moneda extranjera a través del Mercado local de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad designada para fines de seguimiento haya certificado que se ha efectuado la repatriación y liquidación.

Transacciones de exportación ejecutadas antes del 2 de septiembre de 2019

Las transacciones de exportación pendientes de cobro antes del 2 de septiembre de 2019 deben repatriarse y convertirse a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios a pesos dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro o desembolso en el extranjero o en Argentina.

Los exportadores que recibieron permisos de envío durante dicho período estaban sujetos a procedimientos de seguimiento específicos.

No se requerirá la repatriación y liquidación a través del mercado de divisas a pesos de moneda extranjera recibida por los residentes argentinos si todas las siguientes condiciones se verifican simultáneamente:

• los fondos recibidos fueron depositados en cuentas abiertas en instituciones financieras argentinas;

• los fondos fueron repatriados dentro de los períodos especificados establecidos por las Normas Cambiarias;

• los fondos fueron aplicados a operaciones a las cuales la ley aplicable otorga acceso al Mercado local de cambiosdentro de los límites establecidos para cada concepto involucrado; y

• el uso de este mecanismo fue neutral a efectos fiscales.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

Las entidades financieras pueden dar acceso al mercado local de cambios para el pago de importaciones de bienes y otras compras de bienes en el exterior, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones específicas. Además, las entidades financieras podrán acceder al mercado local de cambios para pagar obligaciones contraídas en el exterior en relación con garantías o avales otorgadas para la importación de bienes y para la cancelación de líneas de crédito con el exterior abiertas para financiar importaciones de bienes. Las condiciones especificadas también resultarán aplicables a los pagos por importaciones de bienes y servicios conexos que puedan ser canalizados por el Sistema de Monedas Locales (SML) por cumplir los requisitos previstos en dicho sistema.

Requisitos adicionales para el pago de importaciones

Mediante la Comunicación "A" 7030 de fecha 28 de mayo de 2020, y sus modificatorias (la "Comunicación 7030"), se establecieron requisitos adicionales para realizar egresos al mercado local de cambios destinadas a limitar la compra de divisas destinadas al pago de importaciones.

En este sentido, hasta el 31 de diciembre de 2020, para acceder al mercado local de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10, B12 y B13) o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes (código de concepto P13), se deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que se verifique alguna de las siguientes situaciones:

(a) La entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado local de cambios durante el año 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supera el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado local de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes ("SEPAIMPO") y que fueron oficializadas entre el 1º de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado local de cambios.

En dicha declaración también deberá constar que el cliente se compromete a que no realizará, en el marco de lo previsto en los puntos (b) y (c) sigueintes, pagos de importaciones

de bienes que cuentan con el registro de ingreso aduanero por el monto de las importaciones comprendidas en esta declaración que no represente un excedente sobre el monto total de los pagos de importaciones de bienes según lo definido.

A su vez, en el monto total de pagos de importaciones de bienes asociados a las importaciones del cliente deberán también computarse los pagos por cancelaciones de líneas de crédito y/o garantías comerciales que fueron realizados por las entidades en virtud de importaciones del cliente.

(b) Se trate de un pago diferido o a la vista de importaciones de bienes que correspondan a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1º de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha.

Para los bienes que correspondan a los capítulos 30 y 31 de la Nomenclatura Común del Mercosur ("NCM") o sean insumos para la producción local de medicamentos, podrán realizarse los referidos pagos en la medida que se trate de operaciones que se hayan embarcado a partir del 12 de junio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha. En el caso de tratarse de insumos para la producción local de medicamentos que encuadrasen en este párrafo y no en el inmediato anterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia que los productos a importar revisten tal condición.

(c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto (b) precedente, en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por una agencia de crédito a la exportación o por una entidad financiera del exterior.

(d) Se trate de un pago a ser realizado por: (i) el sector público; (ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias; y/o (iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

(e) Se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente a cursar por una persona jurídica que tenga a su cargo la provisión de medicamentos críticos a ingresar por solicitud particular por el beneficiario de dicha cobertura médica.

(f) Se trate de un pago de importaciones con registro aduanero pendiente destinado a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N°333/2020 y sus complementarias.

(g) Se trate de otros pagos de importaciones de bienes en la medida que la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que, incluyendo el pago cuyo curso se está solicitando, no se supera el equivalente a US$ 1.000.000 al considerar la suma de:

(i) el monto pendiente de regularización por los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente que realizó a partir del 1º de septiembre de 2019; y

(ii) los accesos al MLC desde el 13 de julio de 2020 que correspondan a pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que no encuadrarían en lo previsto en los puntos (a), (b) y (c) precedentes.

Cuando se trate de pagos por la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica y/o sanitaria de la población o insumos que sean necesarios para la elaboración local de los mismos, se podrán realizar otros pagos con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización referido no supere en más del equivalente a US$ 2.000.000 al monto disponible en virtud de lo indicado en el párrafo precedente una vez deducidos los pagos del punto (g)(ii) precedente . La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

La entidad deberá contar con la documentación que le permita verificar el cumplimiento de los restantes requisitos establecidos para la operación por la normativa cambiaria.

El BCRA realizará una verificación continua del cumplimiento de lo previsto en el presente punto a partir de la utilización de la información que dispone respecto a los pagos de importaciones de bienes

cursados por el mercado local de cambios y el detalle de las oficializaciones de importaciones incluidas en el SEPAIMPO.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación "A" 7123 de fecha 1º de octubre de 2020 (la "Comunicación 7123"), los montos por los cuales los importadores pueden acceder al MLC en las condiciones descriptas precedentemente se incrementarán por el equivalente al 50% de los montos que, a partir del 2 de octubre de 2020, el importador ingrese y liquide en el MLC en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones desde el exterior con un plazo mínimo de 180 días.

A través de la Comunicación "A" 7138 de fecha 15 de octubre de 2020 (la "Comunicación 7138"), el BCRA estableció que para dar acceso al mercado local de cambios para el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, la entidad interviniente deberá verificar que el importador cuente con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones ("SIMI") en estado "SALIDA" con relación a los bienes involucrados, en todos los casos en que dicha declaración sea requisito para el registro de la solicitud de destinación de importación para consumo. El mismo requisito resultará de aplicación para el acceso al mercado local de cambios por parte de las entidades financieras locales para la cancelación de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 16 de octubre de 2020.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios

Los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Las Normas Cambiarias establecen la obligación de ingresar y liquidar en el mercado local de cambios los cobros por la exportación de servicios (tales como los servicios prestados por parte de un residente a un no residente y comprende entre, otros los fletes, servicios de pasajeros, otros servicios de transportes, turismo y viajes, servicios de construcción, seguros, servicios financieros, servicios de telecomunicaciones, información e informática, cargos por el uso de la propiedad intelectual, licencias, servicios de investigación y desarrollo, servicios de consultoría profesional y en administración, servicios técnicos relacionados con el comercio y otros servicios empresariales, servicios audiovisuales y conexos, servicios personales, culturales y recreativos (incluido los derechos y premios de los deportistas y/o entidades deportivas) y servicios del gobierno y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios.

Excepciones a la obligación de liquidar en el mercado local de cambios las divisas provenientes de la exportación de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior y la venta de activos no financieros en el Mercado local de cambios

No resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior, por la venta de activos no financieros y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

(i) los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales;

(ii) los fondos fueron repatriados dentro del plazo establecido por las Normas Cambiarias;

(iii) los fondos fueron aplicados a operaciones por las cuales la normativa vigente garantiza el acceso al Mercado local de cambios, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado; y,

(iv) la utilización de este mecanismo fue neutra en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se debe contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

Pagos realizados en el exterior realizados por entidades financieras y otros emisores locales de tarjetas de crédito

Las instituciones financieras y otros emisores locales de tarjetas requerirán la aprobación previa del Banco Central para acceder al mercado de divisas para realizar pagos en el extranjero a partir del 1 de noviembre de 2019 en relación con el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas emitidas en Argentina, si tales pagos se originaron, directa o indirectamente, mediante el uso de sistemas de pago internacionales, en las siguientes transacciones:

(i) participación en juegos de azar y actividades relacionadas con el juego;

(ii) la transferencia de fondos a cuentas de proveedores de servicios de pago;

(iii) la transferencia de fondos a cuentas de inversión abiertas con gestores de inversiones extranjeras;

(iv) el desempeño de las operaciones de cambio de divisas;

(v) la adquisición de criptoactivos en sus distintas modalidades; y

(vi) (vi) la adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos (oro, plata, platino, etc.).

A su vez, a través de la a Comunicación "A" 7106 de fecha 15 de septiembre de 2020 (la "Comunicación 7106"), se estableció que los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos por las personas humanas en el mercado de cambios a partir del 1º de septiembre de 2020, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito, serán deducidos, a partir de octubre de 2020 del cupo de US$200 para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.

En el caso de que los montos adquiridos fuesen superiores al máximo disponible para el mes siguiente o éste ya hubiese sido absorbido por otras compras registradas desde el 1º de septiembre de 2020, la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.

Independientemente de ello, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas a tal efecto, la persona humana podrá continuar realizando consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en su cuenta en pesos y accediendo al mercado de cambios para la cancelación de financiaciones otorgadas por otros residentes.

Repatriaciones de inversiones directas de no residentes

No resultará de aplicación el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que (a) el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado local de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; y (b) la repatriación tenga lugar como mínimo dos años después de su ingreso.

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

Las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes. También podrán acceder al mecado cambiario para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor.

La entidad deberá contar con la validación de la declaración del "*Relevamiento de activos y pasivos externos*" de la entidad, en la medida que sea aplicable.

Formación de activos externos y constitución de garantías vinculadas con derivados

Las personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país requerirán la previa conformidad del BCRA para formar activos externos y constituir todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de derivados, es decir, pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan de operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados, excepto para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de

corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos. Lo dispuesto por el BCRA no alcanza a las entidades autorizadas a operar en cambios, cuyas tenencias en moneda extranjera se rigen por las normas específicas aplicables.

El cliente que acceda al mercado local de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresa y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

Adicionalmente, las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, forwards, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país a partir del 11 de septiembre de 2019 deben efectuarse en moneda local por parte de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Formación de activos externos y constitución de garantías vinculadas con derivados para personas humanas residentes.

Las personas humanas residentes para la constitución de activos externos, el envío de ayuda familiar y el otorgamiento de garantías vinculadas con la concertación de operaciones de derivados, deberán obtener la previa conformidad del BCRA cuando el conjunto de los conceptos descriptos precedentemente supere el equivalente de US$ 200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Cuando el monto operado por estos conceptos no supere el equivalente de US$ 100 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, dichas operaciones podrán hacerse en efectivo y, en caso de superarse dicho monto, deberán cursarse con débito a cuentas locales o del exterior, según corresponda.

La entidad interviniente deberá constatar en el sistema online implementado por el BCRA, que la persona se encuentra habilitada para realizar la operación de cambio, por no haber alcanzado los límites previstos en el mes calendario o por no haberlos excedido en el mes calendario anterior y solicitar al cliente una declaración jurada en la cual conste que no es beneficiario de los "Créditos a Tasa Cero" acordados en el marco del artículo 9 del Decreto N°332/2020 y modificatorias.

Adicionalmente, las personas que accedan a las financiaciones en pesos a MiPyME enumeradas en los puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7001 del BCRA, deberán solicitar la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado local de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y derivados o vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias. Al repecto, las entidades intervinientes deberán solicitar a los clientes que requieran acceder al mercado local de cambios la autorización citada o una declaración jurada en la cual conste que no son beneficiarios de financiaciones acordadas conforme a los puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7001 del BCRA.

A fin de eliminar cualquier sospecha de incumplimiento normativo en lo que refiere a la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, a través de la Comunicación "A" 7072 de fecha 16 de julio de 2020 (la "Comunicación 7072"), el BCRA modificó las instrucciones operativas relativas a la funcionalidad de transferencias inmediatas de fondos y estableció dentro de la política de "conozca a su cliente" que las entidades receptoras difieran la acreditación de fondos a las cuentas de destino nominadas en moneda extranjera a partir de una segunda transferencia recibida durante el mes calendario.

Para ello, la Comunicación 7072 estableció que las entidades podrán requerir al cliente receptor que justifique el motivo de la transferencia. En caso de no producirse la justificación del movimiento, la entidad receptora deberá proceder al rechazo de la transferencia. No obstante ello, las entidades receptoras podrán exceptuar aquellas cuentas que por su propia actividad puedan justificar la recurrencia de esta operatoria.

Acceso al mercado local de cambios para no residentes

Se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para el acceso al mercado local de cambios para las compras de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación.

Se exceptúan del límite de compra de moneda extranjera en el mercado local de cambios a las operaciones concertadas por:

(i) organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación;

(ii) representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;

(iii) representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;

(iv) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado; y

(v) aquellas realizadas por personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US$ 100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

A través de la Comunicación "A" 7052, se exceptúo del requerimiento de conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera por parte de no residentes, a las transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas que perciben fondos en Argentina asociados a los beneficios otorgados por el Gobierno Nacional en el marco de las Leyes Nº24.043, Nº 24.411 y Nº 25.914 y concordantes.

Emisiones locales de títulos de deuda denominadas en moneda extranjera

Las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país por parte de residentes, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. En el caso de las entidades financieras, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición general de cambios (PGC).

Obligación de ingreso y liquidación de deudas de carácter financiera en el exterior.

Las deudas de carácter financiero con el exterior que sean desembolsadas a partir del 1 de septiembre de 2019 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender el pago de servicios de capital e intereses de dichas deudas. En el caso de las entidades financieras, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición general de cambios (PGC).

Cancelación de deuda y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

Se encuentra prohibido el acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera de residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019, excepto por:

(i) las obligaciones entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicas al 30 de agosto de 2019;

(ii) financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito;

(iii) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el (ii) precedente y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;

(iv) las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado local de cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al mercado local de cambios en función de lo dispuesto por las Normas Cambiarias, para la compra de moneda extranjera con anterioridad a los plazos admitidos por las Normas Cambiarias, en las siguientes condiciones:

(i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del residente abiertas en entidades financieras locales;

(ii) el acceso al mercado local de cambios se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso;

(iii) el acceso al mercado local de cambios se realice por un monto diario que no supere el 20% del monto de la deuda en moneda extranjera que se pretende cancelar;

(iv) la entidad financiera interviniente haya verificado que la deuda en moneda extranjera, cuyo servicio se pretende cancelar, cumpla con los requisitos para acceder al mercado local de cambios establecidos por las Normas Cambiarias.

A su vez, las entidades financieras también podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para comprar moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

(i) se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o de endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado local de cambios para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior.

(ii) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamientos contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019.

(iii) las garantías acumuladas en moneda extranjera, que pueden ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios;

(iv) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto (iii) anterior; y

(v) la entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuenta con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizasen para la cancelación del servicio de deuda en cuestión, deberán ser liquidados en el mercado local de cambiosdentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento de dicha deuda.

Giro de utilidades y dividendos

Las Normas Cambiarias establecen que los residentes accedan al mercado local de cambios para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de ganancias y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del Banco Central en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.

- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no debe superar el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad financiera deberá recibir una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de esta.

- El monto total de las transferencias de utilidades y dividendos para los cuales el residente accede al mercado local de cambios a partir del 17 de enero de 2020, no debe exceder el 30% del valor de las nuevas contribuciones de inversión extranjera directa en compañías residentes ingresadas y liquidadas a través del Mercado local de cambios previo a dicha fecha. Para este propósito, la institución financiera debe tener una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación de que no ha emitido certificaciones para los fines establecidos en este punto por un monto mayor al 30% del monto liquidado.

- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en la condición precedente.

- El residente deberá presentar la documentación que evidencie la capitalización de dicho aporte o, en caso de no disponer dicha documentación, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas.

En cualquier caso que no encuadre con lo expuesto en las condiciones precedentes, deberán requerir la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado local de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Precancelación de deuda financiera con el exterior

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la precancelación de deudas financieras con el exterior con más de 3 días hábiles de anticipación al vencimiento (respecto de los servicios de capital) o a la fecha de pago aplicable a los intereses.

No se requiere aprobación previa del BCRA para acceder al mercado local de cambios si se cumple cada una de las siguientes condiciones:

(i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado en la fecha aplicable;

(ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;

(iii) el vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela; y

(iv) el monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

Adicionalmente, se requerirá que la operación sea reportada en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos.

Será posible acceder al mercado local de cambios para pagos anticipados de deuda financiera si se realiza una nueva emisión de valores, para refinanciar deudas a las que se les ha otorgado acceso al mercado local de cambios en virtud del Régimen Cambiario si dicha emisión de valores conduce a un aumento de la vida media de la deuda financiera prepaga.

Liquidación de financiaciones otorgadas por entidades financieras en moneda extranjera a clientes del sector privado no financiero.

Las prefinanciaciones, financiaciones y postfinanciaciones que otorguen las entidades financieras en moneda extranjera a importadores deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios al momento de su desembolso.

Pago de servicios prestados por no residentes.

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios para cancelar deudas por servicios en la medida que verifiquen que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "*Relevamiento de activos y pasivos externos*".

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para precancelar deudas por servicios. También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

(i) las emisoras de tarjetas por los giros de turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del BCRA según lo previsto en "*Pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas*" precedente;

(ii) agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes;

(iii) las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual;

(iv) pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación; y

(v) transferencias que realicen las empresas de asistencia al viajero por los pagos de siniestros de cobertura de salud originados en servicios prestados en el exterior por terceros a sus clientes residentes.

Acceso al mercado local de cambios para fideicomisos creados por residentes que emiten títulos de deuda para atender servicios de capital e intereses.

Las entidades darán acceso al mercado local de cambios a los fideicomisos constituidos por residentes emisores de títulos de deuda para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de sus obligaciones, en la medida que verifiquen que el emisor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

Obligación de residentes de ingresar y liquidar moneda extranjera percibida por la de enajenación de activos no financieros no producidos.

La percepción por parte de residentes de montos de moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

De acuerdo a lo establecido por las Normas Cambiarias, las adquisiciones o enajenaciones de activos no financieros no producidos comprenden aquellas transacciones en las que tiene lugar el traspaso de activos intangibles asociados con los derechos de propiedad económica de, entre otros, derechos de pesca, derechos minerales y espacio aéreo y electromagnético, los pases de deportistas –incluyendo los derechos de formación de deportistas percibidos a partir de operaciones entre terceros– y, en caso que se vendan por separado de la empresa propietaria: patentes, derechos de autor, concesiones, arrendamientos, marcas registradas, logotipos y dominios de Internet.

La obligación de ingresar y liquidar en el mercado local de cambios las sumas percibidas en Argentina o en el exterior por la enajenación de activos no financieros no producidos solo abarca aquellos casos en que la contraparte sea un no residente.

Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores

Las entidades podrán realizar operaciones de canje y arbitraje con clientes en los siguientes casos:

(i) ingresos de divisas del exterior en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado local de cambios. Las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera por estas operaciones;

(ii) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior. Las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles;

(iii) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del

Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior;

(iv) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local. En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 del Texto Ordenado de las Normas sobre Exterior y Cambios;

(v) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US$ 500 en el mes calendario y en el conjunto de las entidades. Las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia COVID-19. La posibilidad de realizar estas transferencias deberá ser ofrecida a sus clientes por las entidades financieras a través de sus canales electrónico;

(vi) las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las Normas Cambiarias. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar o debitar el mismo monto recibido o enviado al exterior.

Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

Respecto a las operaciones de valores negociables, a través de la Comunicación 7106, el BCRA estableció que:

(a) las personas humanas que registren saldos impagos correspondientes a vencimientos de asistencias crediticias otorgadas por entidades financieras que operen a partir del 1ºde abril de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020, de financiaciones de entidades financieras, de financiaciones de entidades financieras bajo el régimen de tarjeta de crédito y sean beneficiarias de los dispuesto por la Comunicación "A" 6949 del BCRA y/o posean créditos hipotecarios o prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA), no podrán, hasta la total cancelación de la financiación o mientras dure dicho beneficio, (i) acceder al mercado de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados; (ii) concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior; y

(b) las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

Extensión del plazo para realizar egresos a través del mercado local de cambios, en caso de venta de títulos públicos con liquidación en moneda extranjera o transferencias a entidades depositarias del exterior

En el caso de egresos al mercado local de cambios incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes, en forma adicional a los requisitos que sean aplicables a cada caso particular, las entidades financieras deberán requerir la presentación de una declaración jurada en la que conste que:

(a) en el día que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 31 de octubre de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1º de mayo 2020 inclusive; y

(b) se compromete a no realizar venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que se requiere el acceso y por los 90 días corridos.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al mercado local de cambios en los siguientes supuestos: (i) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (i) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y (iii) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la ANSES, en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Por último, a través de la Comunicación "A" 7042 el BCRA dejo sin efecto lo dispuesto a través de la Comunicación "A" 7001 de fecha 30 de abril de 2020, relativo al requerimiento de conformidad previa del BCRA y/o de una declaración jurada del cliente dejando constancia que no tiene pendiente de cancelación financiaciones en pesos previstas en la Comunicación "A" 6937 del BCRA y complementarias (es decir, líneas de crédito a tasas subsidiadas), ni las solicitará en los 30 días corridos siguientes, para acceder al mercado local de cambios para cancelar capital e intereses de todo tipo de endeudamiento con el exterior pendiente al 19 de marzo de 2020, cuando dicho pago no tuviera una fecha de vencimiento o cuyo vencimiento hubiese operado con anterioridad a dicha fecha.

Refinanciación de endeudamientos financieros con el exterior y de emisiones locales de títulos de deuda denominadas en moneda extranjera

La Comunicación 7106 dispuso que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por (i) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor o por operaciones propias de las entidades; y (ii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades, deberán presentar ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

(a) el monto neto por el cual se accederá al mercado local de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía

(b) el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años.

En el caso de una refinanciación otorgada por el acreedor original se admitirá el cómputo de nuevos endeudamientos financieros con el exterior otorgados por otros acreedores y que sean liquidados en el mercado local de cambios. Mientras que en el caso de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país en moneda extranjera se admitirá también el cómputo de nuevas emisiones en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado local de cambios.

La refinanciación obligatoria dispuesta por la Comunicación 7106 no será de aplicación cuando: (i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos; (ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos; (iii) el monto por el cual se accedería al mercado local de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US$ 1.000.000 por mes calendario.

Por su parte, la Comunicación "A" 7133 de fecha 9 de octubre de 2020, estableció los siguientes de recaudos aplicables a la precancelación de endeudamientos alcanzados por el proceso de refinanciación establecido por la Comunicación 7106:

(i) *Precancelación de deudas bajo procesos de refinanciación*

En los casos de precancelación de capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, en el marco de procesos de refinanciación de deuda que cumpla con los términos previstos en el punto 7 de la Comunicación 7106, se podrá dar acceso al mercado local de cambios con una antelación de hasta 30 días corridos desde la fecha de vencimiento del capital e intereses, en la medida que se verifiquen la totalidad de las siguientes condiciones (a) el monto de intereses abonados no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que se cerró la refinanciación; y (b) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

(ii) *Precancelación en el marco de canje de títulos de deuda*

En los casos de precancelación de intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, en el marco de canje de títulos de deuda, se podrá dar acceso al mercado local de cambios con anterioridad a la fecha de vencimiento de dichos intereses, en la medida que se verifique la totalidad de las siguientes condiciones (a) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (b) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda será mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y (c) el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

(iii) *Condiciones para el cumplimiento del proceso de refinanciación previsto en la Comunicación 7106*

Se considerará cumplimentado el esquema de refinanciación previsto en la Comunicación 7106 cuando el deudor acceda al mercado local de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40% del monto de capital que vencía, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el mercado local de cambios a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40%, en concepto de: (a) endeudamientos financieros con el exterior; (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior; y (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado local de cambios.

A su vez, en los casos de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior emitidos a partir del 9 de octubre de 2020 que tengan una vida promedio no inferior a dos años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación postulado, se considerará cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera a los efectos del acceso al mercado local de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

Aplicación de cobros en divisas a proyectos de inversión

Se permitirá la aplicación de (a) cobros de divisas por exportaciones de bienes y servicios; (b) de nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que hayan sido liquidadas en el mercado local de cambios y cuya vida promedio sea no inferior a 1 (un) año considerando los vencimientos de capital e intereses; (c) nuevos endeudamientos o aportes de capital de inversión directa cuyos fondos hayan ingresado y liquidado en el mercado local de cambios y hayan permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación previsto en la Comunicación 7106; (d) nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación previsto en la Comunicación 7106; a: (i) pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuya vida promedio sea no inferior a un año; y (ii) la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución de Proyectos de Inversión (conforme se define a continuación) y, como mínimo, un año después del ingreso del aporte de capital en el mercado local de cambios; en la medida que se verifiquen las condiciones que se detallan a continuación:

(a) Los fondos provenientes de (i) y (ii) precedentes fueron utilizados parala financiación de proyecto de inversión (los "Proyectos de Inversión") que generen:

- aumento en la producción de bienes que, en su mayor parte, serán colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes. Esta condición se entenderá cumplida si se demuestra que al menos dos tercios del incremento en la producción de bienes como resultado del Proyecto de Inversión, tendrá como destino los mercados externos y/o la sustitución de importaciones en los tres años siguientes a la finalización del mismo, con un efecto positivo en el balance cambiario de bienes y servicios; y/o

- un aumento en la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

(b) Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 octubre de 2020.

(c) Se designe una entidad financiera local para que se encargue de:

- certificar al BCRA el cumplimiento de las condiciones para la elegibilidad del Proyecto de Inversión;

- efectuar el seguimiento de la ejecución del Proyecto de Inversión y su financiación;

- certificar el cumplimiento de las condiciones de elegibilidad de las operaciones a las cuales se aplicarán las divisas;

- efectuar el seguimiento de los permisos de embarques cuyos cobros se mantengan en el exterior acorde a lo previsto por la Comunicación 7123;

- efectuar el seguimiento de las garantías constituidas y de las cuentas especiales locales que se oportunamente se constituyan; y

- cumplimentar los requerimientos de información que establezca el BCRA respecto a estas operaciones.

Para ello, la entidad financiera designada, deberá remitir por nota dirigida a la Gerencia Principal de Exterior y Cambios, dentro de los 90 días posteriores al primer ingreso de fondos, certificando que el Proyecto de Inversión que se financiará cumplimenta las condiciones establecidas por la Comunicación 7123. Dicha nota, además, deberá incluir una descripción del Proyecto de Inverisón, el monto proyectado a invertir, y la composición del financiamiento, detallando si contempla el mantenimiento de cuentas de garantías e identificación de las mismas. A su vez, la entidad designada deberá solicitar los dictámenes profesionales que estime necesarios para asegurar la razonabilidad y genuinidad de la operación en los aspectos económicos, financieros y tecnicos.

Cancelación de servicios de capital con contraparte vinculada al deudor

Se establece hasta el 31 de diciembre de 2020 la obtención de la previa conformidad del BCRA para acceder al mercado local de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación 7123, no resultará de aplicación el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios vigente para la cancelación al vencimiento de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, en la medida que (a) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 octubre de 2020; y (b) dicho endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado local de cambios

El 28 de mayo de 2020, el BCRA, mediante la Comunicación 7030, y sus modificatorias estableció requisitos adicionales para realizar egresos mercado local de cambios tendientes a restringir el acceso a las personas jurídicas y personas humanas residentes que conserven activos externos líquidos disponibles, así como también medidas destinadas a limitar la compra de divisas destinadas al pago de importaciones y la extensión de los plazos previos y posteriores a la fecha de acceso al mercado, en caso de haber concertado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior.

Adicionalmente, la Comunicación 7030 incluyó una nueva obligación de ingresar y liquidación en caso de cobro en el exterior de fondos provenientes de préstamos otorgados a terceros, depósitos a plazo fijo o venta de cualquier activo constituidos a partir del 28 de mayo de 2020 y estableció el requisito de obtener previa conformidad del BCRA para acceder al mercado local de cambios en caso de cancelaciones de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

A continuación, describimos en forma esquemática las siguientes medidas adicionales introducidas por la Comunicación 7030:

(i) <u>Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado local de cambios</u>

En el caso de egresos al mercado local de cambios (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior; pago de servicios prestados por no residentes; pago de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamientos con el exterior; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de endeudamiento en moneda extranjera de residentes por partes de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de servicios; pagos de títulos de deuda con registro público

e el país denominados en moneda y obligaciones en moneda extranjera de residentes; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residente para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados -salvo las realizadas por personas humanas por formación de activos externos-; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con crédito hipotecario; compra de moneda extranjera por parte de otros residentes -excluidas las entidades financieras- para la formación de activos externos y por operación con derivados; otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica y para operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por obligaciones de residentes declaradas y validadas en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos), la entidad financiera deberá contar con la conformidad previa del BCRA, excepto que cuenta con una declaración jurada de la persona jurídica o persona humana que al momento de la acceder al mercado local de cambios:

- *Tenencia de moneda extranjera en el país y no posesión de activos externos líquidos disponibles*

El cliente debe dejar constancia que la totalidad de moneda extranjera en el país se encuentran disponibles en cuentas en entidades financieras y que no posee activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US$100.000.

La Comunicación 7030 incluye una enumeración meramente enunciativa sobre activos externos líquidos, entre los cuales se mencionan a las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera, brindando como ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuenta de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.

No deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En caso de que la persona jurídica o persona humana tuviera activos externos líquidos por un monto superior equivalente a US$100.000 al inicio del día en que accede al mercado local de cambios, la entidad financiera también podrá aceptar la declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos:

(i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;

(ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;

(iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 días hábiles desde su percepción;

(iv) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos.

En dicha declaración jurada deberá constar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descriptas en los incisos (i) a (iv) precedentes, que sean aplicables.

- *Nueva obligación de ingreso y liquidación por cobros de préstamos otorgados a terceros y depósitos a plazo o venta de cualquier activo con adquisición y otorgamiento posterior al 28 de mayo de 2020.*

El cliente debe incluir en la declaración jurada un compromiso de liquidar en el mercado local de cambios, en un plazo de cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o la venta de cualquier activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al mercado local de cambios en los siguientes supuestos: (1) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y (3) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Regímenes informativos del BCRA

Relevamiento de activos y pasivos externos

Mediante la Comunicación "B" 12006 de fecha 6 de mayo de 2020, el BCRA modificó el esquema de vencimientos de la presentación de las declaraciones del Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, estableciendo que a partir del primer trimestre de 2020, los obligados a presentar con periodicidad trimestral la declaración establecida por el Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos tendrán que hacerlo de acuerdo al siguiente cronograma escalonado en función de la terminación del número de CUIT:

(i) Grupo A - Declarantes con CUIT terminados en 0 y 1: el vencimiento de la declaración trimestral operará a los 45 días corridos desde finalizado el trimestre calendario (o el día hábil inmediato posterior);

(ii) Grupo B - Declarantes con CUIT terminados en 2 y 3: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo A;

(iii) Grupo C - Declarantes con CUIT terminados en 4 y 5: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo B;

(iv) Grupo D - Declarantes con CUIT terminados en 6 y 7: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo C; y

(v) Grupo E - Declarantes con CUIT terminados en 8 y 9: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo D.

La carga y validación de los datos correspondiente a este régimen se debe realizar a través de un formulario electrónico a descargarse de la página web de la AFIP.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre operaciones que correspondan a egresos por el mercado local de cambios –incluyendo aquellas a concretarse a través de canjes o arbitrajes-, a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso mercado local de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US$ 500.000, para cada uno de los 3 días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas Cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

A su vez, las Normas Cambiarias establecen que el día de la operación u operaciones, el cliente podrá optar por cursar las operaciones informadas por cualquier entidad autorizada. A tal fin, la entidad interviniente deberá contar con una constancia de la entidad informante de que la operación ha sido debidamente informada.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación 7138, las entidades deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las ventas de cambio a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente a concretarse a partir del 16 octubre de 2020 que impliquen un acceso al mercado local de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US$ 50.000.

Impuesto PAIS

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.541 (la " Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva") a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

Sobre la base de la emergencia, y con mención expresa del artículo 76 de la Constitución Nacional, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva delega importantes facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional y establece distintos plazos para el ejercicio de las atribuciones delegadas.

En este sentido, el capítulo 6 de la Ley de Solidaridad estableció el Impuesto PAIS, que aplicará en todo el territorio argentino sobre las siguientes operaciones:

- compra de billetes y divisas en moneda extranjera efectuada por residentes argentinos, incluyendo cheques de viajero, para atesoramiento o sin destino específico;
- cambio de divisas efectuado por las entidades financieras, por cuenta y orden de adquirente o prestatario, con destino al pago de las adquisiciones de bienes o prestaciones de servicios efectuadas en el exterior mediante tarjetas de crédito, de compra o de débito. Se incluye además: (i) las extracciones o adelantos de efectivo en el exterior y (las compras a distancia efectuadas a través de sitios web u otras modalidades en moneda extranjera;
- cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden de adquirente o prestatario residente en Argentina, con destino al pago de servicios prestados por sujetos no residentes en el país mediante tarjetas de crédito, de compra o de débito;
- adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; y
- adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier vía) con destino fuera del país, en la medida en que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes, en los términos que fije la reglamentación.

Todos los sujetos residentes en Argentina, ya sean personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables que realicen las operaciones mencionadas precedentemente resultarán alcanzados por el Impuesto PAIS, con excepción de las siguientes transacciones:

- las realizadas por la Administración Nacional, conformada por la Administración Central y los Organismos descentralizados, y sus equivalentes a nivel provincial y municipal.
- gastos referidos a prestaciones de salud y compra de medicamentos;
- adquisición de libros en cualquier formato;
- utilización de platafrmas educativas y software con fines educativos;
- gastos asociados a proyectos de investigación efectuados por investigadores que se desempeñen en el ámbito estatal; y
- adquisición en el exterir de materiales y equipamiento por parte de asociaciones de bomberos voluntarios.

La alícuota del Impuesto PAIS es del 30% en todos los casos. La base imponible sobre la cual se aplica esa alícuota es el importe total de cada operación alcanzada. En el caso de la adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier vía) con destino fuera del país, las operaciones, la alícuota se aplicará sobre el precio que facture la compañía de transporte, neto de impuestos y tasas.

De tratarse de operaciones expresadas en moneda extranjera, deberá efectuarse la conversión a su equivalente en pesos argentinos, aplicando el tipo de cambio vendedor que fije el Banco de la Nación Argentina al cierre del último día hábil inmediato anterior a la fecha de: (a) emisión del resumen; (b) liquidación o (c) factura o documento equivalente.

El pago del Impuesto PAIS estará a cargo del adquirente o prestatario y la AFIP establecerá las formas, plazos, requisitos y demás condiciones para la declaración e ingreso del impuesto, así como para la acreditación de los casos excluidos.

A su vez, el Poder Ejecutivo Nacional podrá: (i) incorporar nuevas operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS, en la medida en que impliquen la adquisición de moneda extranjera de manera directa o indirecta, e identificar nuevos agentes de percepción; (ii) reducir la alícuota del Impuesto PAIS; (iii) suspender la aplicación del Impuesto PAIS; (iv) establecer una alícuota del Impuesto PAIS reducida para los servicios digitales prestados desde el exterior que se encuentran alcanzados por el IVA; y (v) realizar estudios sobre el impacto social y económico del Impuesto PAIS.

Por último, el producido del Impuesto PAIS será distribuido por el Poder Ejecutivo Nacional, conforme las siguientes prioridades: (i) financiamiento de programas a cargo de la ANSES: 70%; y (ii) financiamiento de obras de vivienda social, del Fideicomiso Fondo de Integración Socio Urbana (creado por Ley 27.453 y al cual se exime de todos los impuestos existentes), obras de infraestructura económica y fomento del turismo local: 30%.

En relación al Impuesto PAIS, el 6 de septiembre de 2020 a través de la la Resolución General Nº 4815/2020 (la "Resolución 4815"), la AFIP estableció un régimen de percepción que tendrá una alícuota del 35% se aplicará sobre dichos consumos y sobre todas aquellas operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS, que se considerarán, conforme la condición tributaria del sujeto pasible, como pagos a cuenta del impuesto a las ganancias o del impuesto a los bienes personales.

La Resolución 4815 establece que los sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones, que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto a los bienes personales, y que, consecuentemente, se encuentren imposibilitados de computar las aludidas percepciones, podrán solicitar la devolución del gravamen percibido una vez finalizado el año calendario en el cual se efectuó la percepción.

La Resolución 4815 establece que no se encuentran sujetas al régimen de percepción las operaciones de gastos referidos a prestaciones de salud, compra de medicamentos, adquisición de libros, utilización de plataformas educativas y software con fines educativos, gastos asociados a proyectos de investigación efectuados por investigadores, universidades e instituciones integrantes del sistema universitario argentino y para la adquisición en el exterior de materiales de equipamiento y demás bienes destinados a la lucha contra el fuego y la protección civil de la población.

Otras normas complementarias

La CNV a través de la Resolución General N° 815/2019, de fecha 1° de noviembre de 2019 (la "Resolución 815"), implementó medidas complementarias a lo dispuesto por el BCRA a través de las Normas Cambiarias, solo aplicables a personas humanas a fin de evitar la compraventa simultanea de valores negociables tendientes a eludir las restricciones al acceso al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera establecidas por las Normas Cambiarias.

En este sentido, la CNV a través de la Resolución 815 estableció que en virtud de lo establecido en la Comunicación "A" 6799 de fecha 30 de septiembre de 2019 y la Comunicación "B" 11892 del BCRA, cuando las personas humanas adquieran valores negociables mediante la liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a 5 días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los valores negociables sea en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, mediante la Resolución General Nº 836/20 de la CNV, se dispuso que los Fondos Comunes de Inversión en pesos deberán invertir al menos el 75% de su patrimonio en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en la República Argentina exclusivamente en moneda nacional. Al respecto, la Resolución General Nº 838/20 aclaró que dicha no es aplicable a las inversiones realizadas en activos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integren y paguen en moneda de curso legal y cuyos intereses y capital se cancelen exclusivamente en la moneda de curso legal.

A través de la Resolución General N°841/2020 de fecha 25 de mayo de 2020, estableció un plazo mínimo de permanencia de cinco (5) días hábiles para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera contados a partir de su acreditación en el agente depositario.

Con el objetivo de complementar lo dispuesto a través de la Resolución General N°841/2020, la CNV a través de la Resolución General N°843/2020 de fecha 19 de junio de 2020 (la "Resolución 843"), estableció nuevas medidas para la concertación, liquidación y seguimiento de operaciones de compraventa de valores negociables.

En este sentido, la Resolución 843 estableció que:

(i) la concertación y liquidación de operaciones en moneda local de valores negociables emitidos en Argentina, realizada por sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados regulados por la CNV;

(ii) los agentes inscriptos ante la CNV, en sus operaciones para cartera propia, deberán netear diariamente sus compras y ventas de valores negociables en el mercado local con liquidación en cable, con aquellas compras y ventas de valores negociables en mercados del exterior, a fin de que la posición neta resultante de sus actividades de intermediación sea nula. Si en un período semanal una posición diaria quedara desbalanceada, dicho desfasaje podrá compensarse en fechas posteriores – pero dentro del mismo período semanal- debiendo llegar al final de dicho período semanal con una posición nula, o compradora neta; y

(iii) un plazo mínimo de tenencia de cinco (5) días hábiles para que los valores negociables con liquidación en moneda extranjera provenientes de depositarias del exterior y acreditados en un Agente Depositario Central de Valores Negociables local, puedan ser liquidados en el mercado local de cambios.

Con fecha 19 de octubre de 2020, la CNV a través de la Resolución General N°862/2020 (la "Resolución 862"), estableció plazos mínimos de tenencia aplicables a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera:

En este sentido, la Resolución 862 estableció los siguientes plazos mínimos para transferencias emisoras:

(i) para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de 3 días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de Valores Negociables con liquidación en moneda extranjera;

(ii) para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de 3 días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos ("CEDEARs") con negociación en mercados regulados por la CNV;

Los agentes de liquidación y compensación (ALyCs) y los agentes de negociación (AN) deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables.

A su vez, la Resolución 862, estableció para transferencias receptoras que los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables (ADCVN), provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en el mercado local de cambios hasta tanto hayan transcurrido 3 días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos valores negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en Pesos, el referido plazo mínimo de tenencia de 3 días hábiles no será de aplicación cuando se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por CNV.

Aplicación del Régimen Penal Cambiario

Las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encontrarán alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario (Ley Nº 19.359 y sus modificatorias y complementarias).

Para un detalle de la totalidad de las restricciones cambiarias y de controles a ingreso de capitales vigentes a la fecha del presente Prospecto, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del BCRA, www.bcra.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte de este prospecto y no se considerará incorporado a este. Consulte también "*Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio.*"

Carga tributaria

General

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores

impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que puedan entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular se señala que con fecha 23 de diciembre de 2019, en el marco de la Emergencia Pública decretada por el estado argentino, el Congreso de la Nación sancionó la ley 27.541 – "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva"- la cual introduce algunas modificaciones a la legislación tributaria vigente. En lo que respecta a operaciones financieras, mediante los artículos 32, 33 y 34 de la ley 27.541 se introdujeron diferentes modificaciones.

El artículo 32 de la ley 27.541 deroga para el período fiscal 2020 los artículos 95 y 96 (antes del ordenamiento 90.1 y 90.2) de la ley de impuesto a las ganancias (t.o. 2019), los cuales establecían la imposición cedular de los intereses de depósitos bancarios, títulos públicos, obligaciones negociables, valores representativos de deuda y cuotas parte de fondos comunes de inversión, tanto en pesos como en moneda extranjera.

Por su parte el artículo 33 de la ley 27.541 exime desde en período fiscal 2019 las rentas vinculadas a plazos fijos en moneda nacional, obligaciones negociables, títulos públicos, fondos comunes de inversión abiertos y fideicomisos financieros con oferta pública. Adicionalmente, el mencionado artículo generaliza las exenciones relativas a operaciones por títulos públicos y obligaciones negociables con oferta pública, tanto para transacciones que realicen personas humanas y sucesiones indivisas residentes como para beneficiarios del exterior, al reimplantar la vigencia de los apartados 3 y 4 del artículo 36 bis de la ley 23.576.

Finalmente, el artículo 34 de la ley 27.541 extiende la exención prevista operaciones derivadas de los títulos, acciones, certificados de participación y obligaciones negociables con oferta pública tanto en el mercado de valores argentino como otros mercados autorizados.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas de Argentina y del país del que son residentes, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables y los rendimientos de las mismas. Especialmente deben considerar como las cuestiones impositivas descriptas a continuación, así como la aplicación de leyes impositivas estatales, locales, extranjeras, podrían aplicárseles en circunstancias particulares.

La Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente. A continuación, se exponen los convenios de doble imposición suscriptos por la República Argentina vigentes:

Alemania	Canadá	Francia	Reino Unido
Australia	Chile	Italia	Rusia
Bélgica	Dinamarca	México	Suecia
Bolivia	España	Noruega	Suiza
Brasil	Finlandia	Países Bajos	Emiratos Árabes

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las Ganancias

Pago de intereses y Resultados obtenidos por la enajenación u otra forma de disposición

En virtud de la sanción de la Ley 27.541 se reestablece la vigencia de las exenciones dispuestas en los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley 23.576 referidas a, los rendimientos y resultados derivados de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables obtenidos por personas humanas

y sucesiones indivisas residentes en la Argentina, así como por beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o que los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

En caso de beneficiarios del exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019) ni la del artículo 106 de la ley 11.683 respecto de transferencia de ingresos a fiscos extranjeros, en cuyo caso, aún verificándose la misma, serán de aplicación las exenciones previstas en los puntos 3 y 4 de la Ley 23.576.

En cualquier caso (rendimientos y operaciones de enajenación realizadas por personas humanas, sucesiones indivisas residentes en el país o beneficiarios del exterior), para que sea aplicable la exención establecida por el Artículo 36 bis de la Ley 23.576 deben cumplirse las siguientes condiciones:

- las Obligaciones Negociables deben colocadas por oferta pública autorizada por la CNV;

- los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables se destinen a: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país; (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país; (iii) integración de capital de trabajo en el país; (iv) refinanciación de pasivos; (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad; (vi) adquisición de participaciones sociales; y (vii) financiamiento del giro comercial del negocio de la Sociedad, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos especificados en (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi) y (vii) precedentes, y de conformidad con lo establecido en la resolución que disponga la emisión de las Obligaciones Negociables y lo dado a conocer al público inversor a través del correspondiente Suplemento de Precio.

- la Sociedad acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones que ésta determine, que los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables fueron invertidos de acuerdo a los fines descritos en el punto anterior.

En el caso de los rendimientos obtenidos de obligaciones negociables que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley 23.576, deberán tributar de la siguiente manera:

(i) las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país, tributarán aplicando la escala progresiva prevista en el artículo 94 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019) y

(ii) los beneficiarios del exterior a la alícuota del 35% establecida en el artículo 102 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019), en virtud de la derogación del artículo 95 de dicha ley (dispuesta por la Ley 27.541) que establecía el impuesto cedular aplicable sobre los rendimientos. Respecto a los beneficiarios del exterior la alícuota del 35% será aplicable sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2 respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

En el caso de operaciones de enajenación u otras formas de disposición de obligaciones negociables que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley 23.576 realizadas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país, deberán tributar aplicando las alícuotas previstas por el artículo 98 de la ley del impuesto a las ganancias:

- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste, el resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentran gravados a una alícuota del 5% (impuesto cedular);

- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, el resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentran gravados a una alícuota del 15% (impuesto cedular).

Respecto a los beneficarios del exterior que realicen operaciones de enajenación u otras formas de disposición de obligaciones negociables que no cumplen las condiciones establecidas en el artículo 36 de la Ley 23.576, el art. 98 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o. 2019) establece que lo dispuesto también será de aplicación cuando el sujeto enajenante revista la condición de beneficiario del exterior siempre que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. En dicho caso, la ganancia quedará alcanzada por las disposiciones contenidas en el inciso i) y en el segundo párrafo del artículo 104 a las mismas alícuotas previstas para personas humanas y sucesiones indivisas (5% o 15% según corresponda).

Conforme al Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones que no tengan

vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina.

El Artículo 23 del Decreto N°862/2019, decreto reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias establece que a los efectos previstos en la ley y en su decreto reglamentario, se entenderá que los acuerdos y convenios cumplen con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal, en los términos del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), cuando las partes se comprometen a utilizar las facultades que tienen a su disposición para recabar la información solicitada sin que puedan negarse a proporcionarla por el mero hecho de que obre en poder de un banco u otra institución financiera, de un beneficiario u otra persona que actúe en calidad de agente o fiduciario, o de que esa información se relacione con la participación en la titularidad de un sujeto no residente en el país.

El Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) prevé asimismo que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes. Dicho listado fue incorporado en el nuevo texto ordenado del decreto reglamentario del impuesto a las ganancias en su artículo 24 (el listado de jurisdicciones no cooperantes se incluye en el apartado "Restricción respecto de países de bajo o nula tributación").

En el caso de beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del decreto reglamentario de la ley de impuesto a las ganancias, dispone que los intereses se encontrarán sujetos a la retención del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019) sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% prevista en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2, respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP 4227/2018.

En el caso de enajenación u otra forma de disposición realizada por beneficiarios del exterior que residan o que los fondos provenga de una jurisdicción no cooperante, corresponderá la aplicación de la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019) sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de dicha ley (90%).

La Resolución General AFIP 4227/2018 regula el régimen de retención e ingreso del Impuesto a las Ganancias aplicable tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación respecto de operaciones realizadas por beneficiarios del exterior.

Los rendimientos y ganancias de capital obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a la ley argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la alícuota del 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2020 en adelante y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades. Sin embargo, destacamos que en virtud del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa mencionada anteriormente hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las entidades argentinas.

Impuesto a los Bienes Personales

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en el país se encuentran obligadas al pago de un IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda la suma total de $2.000.000 a partir del período fiscal 2019 y los períodos subsiguientes. Las personas humanas y sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan este gravamen por sus bienes situados en el país.

Destacamos que con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y

siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), quedando sin efecto el criterio de "domicilio". Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación "domicilio" con relación al IBP, debe entenderse referida a "residencia".

Este impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables (en caso de que listen en una bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso que no listen en una bolsa). Para el ejercicio fiscal 2019 y siguientes el gravamen a ingresar por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina deberá calcularse sobre el valor total de los bienes gravados por el impuesto existentes al 31 de diciembre de cada año, en exceso de $2.000.000, excluyendo las acciones y participaciones en el capital de cualquier tipo de sociedades regidas por la Ley 19.550, con excepción de las empresas y explotaciones unipersonales.

Para el ejercicio 2019 y subsiguientes, el Artículo 25 de la Ley 23.966 ("Ley de IBP") modificado por el artículo 28 de la Ley 27.541 establece la siguiente escala progresiva aplicable sobre el monto total de bienes gravados que exceda el monto no imponible de $2.000.000:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		**Pagarán la suma fija de**	**Más la alícuota aplicable**	**Sobre el excedente de**
Más de $	**Hasta $**			
0	$3.000.000 inclusive	$0	0.50%	$0
$3.000.000	$6.500.000 inclusive	-$15.000	0.75%	$3.000.000
$6.500.000	$18.000.000 inclusive	$41.250	1.00%	$6.500.000
$18.000.000	en adelante	$156.250	1.25%	$18.000.000

Adicionalmente, la ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541) delegó en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el Decreto N° 99/2019, dispuso que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas diferenciadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		**El valor de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %**
Más de $	**Hasta $**	
0	$3.000.000 inclusive	0,70
$3.000.000	$6.500.000 inclusive	1,20
$6.500.000	$18.000.000 inclusive	1,80
$18.000.000	en adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de un porcentaje del valor total de ciertos bienes situados en el exterior.

Respecto al período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, estarán sujetas a a la alícuota del 0.50% (conforme el artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva); por los bienes situados en el país. Sin perjuicio de ello, no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a $255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas humanas domiciliadas en el exterior o de sucesiones indivisas radicadas en el exterior, están técnicamente sujetas al IBP, la Ley de IBP y su Decreto Reglamentario N°127/96 y sus modificaciones, (el "Decreto 127/96"), no han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad de tales bienes resulta ejercida en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (cuarto párrafo del Artículo 26 del a Ley del IBP).

De acuerdo con lo establecido en la Ley del IBP, cuando al 31 de diciembre de cada año la titularidad directa de obligaciones negociables corresponda a sociedades, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de los títulos valores privados, se presumirá, sin admitir prueba en contrario que los mismos pertenecen a personas humanas o a sucesiones indivisas domiciliadas, o en su caso, radicadas en el país y por lo tanto están sujetas al IBP. Sin embargo, las sociedades extranjeras o cualquier otro tipo de entidad extranjera no estarán sujetas al IBP si (i) se trata de obligaciones negociables cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior; (ii) están ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos; (iii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tienen como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, y (iv)se trate de sociedades o entidades exentas al IBP (i.e. compañías de seguros, fondos de inversión abiertos, fondos de retiro y bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

En esos casos, el IBP será determinado aplicando la alícuotas que correspondan de acuerdo a la escala progresiva aplicable a partir del período fiscal 2019 y siguientes, aumentada en un 100%, sobre el costo de adquisición más los intereses devengados e impagos de las obligaciones negociables y la Sociedad tiene la obligación de abonar el IBP como obligado sustituto. En el supuesto de que las sociedades extranjeras o cualquier otro tipo de entidad extranjera resulten eximidas del pago del IBP por cualquier razón que no sea por tratarse de obligaciones negociables cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, la Sociedad será responsable de pagar el IBP en caso de que la exención de la oferta pública no sea aplicable, a menos que la Sociedad oportunamente obtenga la certificación de que la sociedad extranjera o cualquier otro tipo de entidad extranjera no es un sujeto obligado al pago del IBP o se encuentra exenta de dicho pago.

Por otra parte, el Decreto 127/96, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como "obligado sustituto", la Sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución N° 2151/2006 de la AFIP. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto al Valor Agregado

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas a través de una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firme, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

Impuesto a la ganancia mínima presunta

En virtud de lo dispuesto por la Ley N° 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta fue derogado con vigencia a partir del período que se inicia el 1 de enero de 2019.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley 25.413 establece que los débitos y créditos originados en cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales, podrían estar alcanzados por el impuesto a los débitos y créditos. La alícuota general del impuesto a los débitos y créditos asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%. En principio, todos los pagos depositados en cajas de ahorro están exentos de este impuesto. Las entidades financieras funcionan como agente de retención de este impuesto.

Señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva modificó el artículo 1° de la ley 25.413 con efectos para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 y estableció que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas abiertas en entidades financieras regidas por la Ley de Entidades Financieras, estarán sujetas al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo dispuesto, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas en los términos del artículo 2° de la ley 24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

El Artículo 7 de la Ley N° 27.432 dispuso que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios que a la fecha de entrada en vigencia de esa ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un 20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la Ley de Competitividad y sus modificaciones como pago a cuenta del impuesto a las ganancias.

Conforme al Decreto 409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018), el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos a la alícuota del 0.6% o a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto a las Ganancias, el IGMP y la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El remanente no compensado no podrá ser objeto, bajo ninguna circunstancia, de compensación con otros gravámenes a cargo del contribuyente o de solicitudes de reintegro o transferencia a favor de terceros, pudiendo trasladarse, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los citados tributos. El importe computado como crédito de impuesto no podrá ser deducido a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias.

Impuesto a los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al impuesto a los ingresos brutos a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

La alícuota de este impuesto varía según la jurisdicción, pero, en términos generales, las alícuotas aplicadas están entre 0,01% y el 8%, variando de acuerdo con ciertos grupos y categorías de contribuyentes.

Algunas jurisdicciones provinciales, como la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del Impuesto a los Ingresos Brutos en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

Los posibles inversores que son personas residentes deberían analizar la posible incidencia del impuesto a los ingresos brutos a la luz de las normas aplicables que pudieran resultar de relevancia en función de su residencia y actividad económica.

Impuestos de Sellos

El Impuesto de Sellos grava la instrumentación -mecanismo jurídico formal de manifestación de la voluntad- de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en ambas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Conforme la Ley 27.429 de "Consenso Fiscal" (B.O. 2/1/2018) las Provincias que adhirieran a dicha ley se comprometieron a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2019, 0,5% a partir del 1 de enero de 2020, 0,25% a partir del 1 de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1 de enero de 2022.

Este compromiso se postergó por un año calendario a través de la Ley 27.469 "Consenso Fiscal 2018" (B.O. 4/12/2018), por lo que el compromiso es a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2020, 0,5% a partir del 1 de enero de 2021, 0,25% a partir del 1 de enero de 2022 y eliminarlo a partir del 1 de enero de 2023.

Hasta el momento las siguientes jurisdicciones han adherido a la Ley 27.429: Buenos Aires, Ciudad de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Córdoba, Corrientes, Chubut, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Misiones, Neuquén, Río Negro, Salta, San Juan, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tierra del Fuego y Tucumán.

Sin perjuicio de lo indicado anteriormente, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Regímenes de recaudación provinciales sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Salta, entre otros) han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la dirección de rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto a la Transferencia Gratuita

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

A nivel provincial, por un lado la Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1° de Enero de 2011, por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB").

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes en tanto se domicilien o residan en la respectiva provincia, independientemente del lugar donde estén situados los bienes. Las alícuotas aplicables varían entre el 1,6% y 8,78% atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucradas en una transmisión gratuita de bienes podrían quedar afectadas por estos gravámenes en las jurisdicciones señaladas.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

Oferta Pública y Exenciones Impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes:

- Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valor negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados, podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega –de "ofertas selladas"- en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de la Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional de la Emisora.

- Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

- La oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de *underwriting*". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el Artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Restricción respecto de países de bajo o nula tributación

Conforme la Ley 11.683 de Procedimiento Tributario (modificada por la Ley N°25.795, publicada en el Boletín Oficial el 17 de noviembre de 2003), cuando se tratare de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación", cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

Conforme al Artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota a la renta empresaria establecida en el inciso a) del Artículo 73 de la Ley del Impuesto a las Ganancias(t.o.2019).

A su vez, el Artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) establece que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude el tercer artículo sin número incorporado a continuación del Artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que por "régimen tributario especial" se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

No obstante lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Federal de Ingresos Públicos considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

De acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a efectos fiscales, toda referencia efectuada a "países de baja o nula tributación" o "países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal", deberá entenderse que hace alusión a "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación", en los términos dispuestos por los artículos segundo y tercero agregados a continuación del Artículo 15 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (actualmente artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias t.o. 2019).

Conforme el segundo Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina

Por su parte, el último párrafo del artículo 19 establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) dispone que son consideradas como jurisdicciones "no cooperantes" en los términos del Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las siguientes:

1. Bosnia y Herzegovina
2. Brecqhou
3. Burkina Faso
4. Estado de Eritrea
5. Estado de la Ciudad del Vaticano
6. Estado de Libia
7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea
8. Estado Plurinacional de Bolivia
9. Isla Ascensión
10. Isla de Sark
11. Isla Santa Elena
12. Islas Salomón
13. Los Estados Federados de Micronesia
14. Mongolia
15. Montenegro
16. Reino de Bután
17. Reino de Camboya
18. Reino de Lesoto
19. Reino de Suazilandia
20. Reino de Tailandia
21. Reino de Tonga
22. Reino Hachemita de Jordania
23. República Kirguisa
24. República Árabe de Egipto
25. República Árabe Siria
26. República Argelina Democrática y Popular
27. República Centroafricana
28. República Cooperativa de Guyana
29. República de Angola
30. República de Bielorrusia
31. República de Botsuana
32. República de Burundi

33. República de Cabo Verde
34. República de Costa de Marfil
35. República de Cuba
36. República de Filipinas
37. República de Fiyi
38. República de Gambia
39. República de Guinea
40. República de Guinea Ecuatorial
41. República de Guinea-Bisáu
42. República de Haití
43. República de Honduras
44. República de Irak
45. República de Kenia
46. República de Kiribati
47. República de la Unión de Myanmar
48. República de Liberia
49. República de Madagascar
50. República de Malaui
51. República de Maldivas
52. República de Malí
53. República de Mozambique
54. República de Namibia
55. República de Nicaragua
56. República de Palaos
57. República de Ruanda
58. República de Sierra Leona
59. República de Sudán del Sur
60. República de Surinam
61. República de Tayikistán
62. República de Trinidad y Tobago
63. República de Uzbekistán
64. República de Yemen
65. República de Yibuti
66. República de Zambia
67. República de Zimbabue
68. República del Chad
69. República del Níger
70. República del Paraguay
71. República del Sudán
72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe
73. República Democrática de Timor Oriental
74. República del Congo
75. República Democrática del Congo
76. República Democrática Federal de Etiopía
77. República Democrática Popular Lao
78. República Democrática Socialista de Sri Lanka
79. República Federal de Somalia
80. República Federal Democrática de Nepal
81. República Gabonesa
82. República Islámica de Afganistán
83. República Islámica de Irán
84. República Islámica de Mauritania
85. República Popular de Bangladés
86. República Popular de Benín
87. República Popular Democrática de Corea
88. República Socialista de Vietnam
89. República Togolesa
90. República Unida de Tanzania
91. Sultanato de Omán
92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno
93. Tristán da Cunha
94. Tuvalu
95. Unión de las Comoras

Adicionalmente, el último párrafo del artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Precio respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de "baja o nula tributación", o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las

Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de "baja o nula tributación".

El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Precio respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Sociedad ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (que actualmente es del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad de Buenos Aires.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo

El concepto de lavado de activos es utilizado generalmente para referirse a las transacciones dirigidas a introducir fondos derivados de actividades ilegales en el sistema institucionalizado y de esa forma transformando beneficios obtenidos de actividades ilegales en activos que se presumen tuvieron un origen legal. La Ley Nº 25.246, y sus modificatorias (la "Ley de Prevención de Lavado de Activos"), junto con las normas reglamentarias emitidas en la materia por la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), establecen un sistema penal administrativo, reemplazando varias secciones del Código Penal Argentino, tipificando el lavado de activos como un delito penal definido como la conversión, transferencia, administración, venta, gravado, disimulación o cualquier otra aplicación de dinero u otros bienes obtenidos a través de un delito con el posible resultado de que dichos activos originales (o nuevos activos resultantes de dicho activo original) adquieran la apariencia de haber sido obtenidos a través de fuentes legítimas, ya sea en un solo acto o una serie de actos relacionados.

Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, como organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. Con la promulgación de la Ley N° 27.260 y del Decreto N° 895/2016, la UIF fue trasladada a la Secretaría de Hacienda y Finanzas Públicas. Posteriormente, de conformidad con el Decreto Nº 2/2017, la UIF pasó a estar bajo la órbita del entonces Ministerio de Finanzas, actualmente, el Ministerio de Hacienda de la Nación.

De acuerdo con lo establecido por el Código Penal Argentino, las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos (como se define más arriba) cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años; (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, (iii) la extensión del daño causado, (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El Código Penal Argentino (en su artículo 306, incluido por Ley N°26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: (i) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal Argentino, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; (ii) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies; y (iii) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies.

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como Sujetos Obligados, tales como bancos, agentes negociación, agentes de liquidación y compensación y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos).

El artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, establece que las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF (los "Sujetos Obligados"): (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercadoa abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia; (vi) los profesionales matriculados cuyas actividades estén reguladas por los consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de "conozca a su cliente"); (ii) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por la AFIP y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

En virtud del listado de Sujetos Obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de obligaciones negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de obligaciones negociables. Asimismo, dichos Sujetos Obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser

consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

En febrero de 2016, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 360/2016, mediante el cual se creó, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, el "Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo", que tiene por misión reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del artículo 3 del Decreto N°360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N°331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del artículo 3 del Decreto N°360/2016); y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

Por otra parte, en el marco del "Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior" establecido en la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF emitió la Resolución N°92/2016, en virtud de la cual se estableció que los Sujetos Obligados debían implementar, a los efectos del régimen de sinceramiento, un sistema de gestión de riesgos y reportar las operaciones sospechosas realizadas hasta el 31 de marzo de 2017 bajo dicho régimen especial.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución Nº4/2017, mediante la cual estableció que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial establecida en la Resolución N°4/2017 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los Sujetos Obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

La Resolución N° 30-E/2017 de la UIF, y sus modificatorias, , reemplazó a la Resolución N° 121/2011 de la UIF (la "Resolución 30"), y la Resolución UIF N°21/2018 que reemplazó a la Resolución UIF N°229/2011 y reemplazó parcialmente la Resolución 140/2012 (la "Resolución 21") cuyos textos ordenados fueron aprobados por la Resolución UIF N°156/2018 regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de "conoce a tu cliente" y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primera medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución 30, es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley Nº 18.924 y sus modificatorias. Mientras que la Resolución 21, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N°156/2018, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones.

De acuerdo con lo establecido por la Resolución Nº 229/2014 de la UIF, tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en

la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas. En este sentido, en agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N°97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF a fin de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución 30 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias. En relación al control específico llevado a cabo por la CNV, el 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los Sujetos Obligados bajo su contralor y derogó la Resolución UIF N°104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de "Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo" y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación y las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión, y las personas humanas o jurídicas que intervengan en fideicomisos financieros registrados en la Comisión Nacional de Valores) deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional y las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente) e imponen ciertas obligaciones de información.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de valores negociables (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción de obligaciones negociables y su legitimidad.

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los de países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N°589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el BCRA.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF 111/2012. A través de dicho sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°134/2018, modificada parcialmente por la Resolución UIF N°15/2019 y Resolución UIF N°128/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución

UIF N°52/2012 y se actualizó la nómina de personas consideradas como expuestas políticamente (las "Personas Expuestas Politicamente"). Además, la Resolución UIF N° 134/2018 estableció que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal desde la fecha de cese de la función pública prominente. A su vez, dicha resolución prevé que en los reportes de operaciones sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente. Por su parte, la Resolución UIF N°128/2019, dictada en diciembre de 2019, incorporó la obligación de aplicar medidas de diligencia reforzadas en las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, al considerarlas como de alto riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°154/2018, por la que aprobó el "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera" derogando las disposiciones de los Anexos II, III, y IV de la Resolución UIF N°104/2010, el artículo 7 y las disposiciones de los Anexos V, y VI de la Resolución UIF N°165/2011 y del Anexo III de la Resolución UIF N°229/2014. Así, la UIF modificó los procedimientos de supervisión por nuevos diseños adaptados a un enfoque basado en riesgo.

Por último, en julio de 2019, se dictó el Decreto N°489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. A tal fin se creó el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET")- y se habilitó a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. En virtud de ello, los Sujetos Obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el RePET.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de lavado de activos vigente a la fecha del presente Prospecto, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, del Título XIII, Libro segundo del Código Penal Argentino, de la normativa emitida por la UIF, la CNV y el BCRA, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, en la sección Información Legislativa (www.infoleg.gob.ar) y/o en el sitio web de la UIF (https://www.argentina.gob.ar/uif) y/o en el sitio web de la CNV (www.cnv.gov.ar) y/o del BCRA (www.bcra.gov.ar).

Documentos a Disposición

Los documentos relativos al Programa se encuentran se encuentran a disposición de los interesados: (a) en su versión electrónica, en la AIF; y (b) la página web de la Emisora http://www.naturgy.com.ar.

Los Estados Contables Anuales correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y los Estados Contables Intermedios por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y 2019, que han sido incorporados por referenica al presente Prospecto, se encuentran se encuentran a disposición de los interesados: (a) en su versión electrónica, en la AIF; y (b) en la página web de la Emisora http://www.naturgy.com.ar.

EMISORA

NATURGY BAN S.A.

Isabel la Católica 939
(C1268ACS) Ciudad de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Estudio O'Farrell

Av. de Mayo 645/651
(C1084AAB) Ciudad de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Pistrelli , Henry Martin y Asociados S.R.L.
(Ernst & Young)
25 de Mayo 476
(C1002ABJ), Ciudad de Buenos Aires
Argentina