

[411000-AR] Datos generales - Reporte Anual

Reporte Anual:	Anexo N
-----------------------	---------

Oferta pública restringida:	No
------------------------------------	----

Tipo de instrumento:	Deuda LP
-----------------------------	----------

Emisora extranjera:	No
----------------------------	----

Mencionar si cuenta o no con aval u otra garantía, especificar la Razón o Denominación Social:	NO
---	----

En su caso, detallar la dependencia parcial o total:	No
---	----



Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24

Torre New York Life

Col. Juárez, C.P. 06600

Ciudad de México, México.

Clave de cotización:

IENOVA

La mención de que los valores de la emisora se encuentran inscritos en el Registro:

Los títulos se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores

Leyenda artículo 86 de la LMV:

La inscripción en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia de la emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en este Reporte anual, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

Leyenda Reporte Anual CUE:

Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado

Periodo que se presenta:

2021

Serie [Eje]	Serie
Características de los títulos de deuda [Sinopsis]	
Serie de deuda	IENOVA 13
Fecha de emisión	2013-02-14
Fecha de vencimiento	2023-02-02
Plazo de la emisión en años	"Plazo de vigencia de la emisión: hasta 3,640 días, equivalentes a 20 períodos de 182 días, aproximadamente 10 años. "
Intereses / Rendimiento procedimiento del cálculo	La tasa de interés bruto anual fija es de 6.30%, sobre el valor nominal de los certificados bursátiles.

Serie [Eje]	Serie
Características de los títulos de deuda [Sinopsis]	
Lugar, periodicidad y forma de pago de intereses / Redimientos periodicidad en el pago de intereses / rendimientos	Los intereses ordinarios devengados se liquidarán cada 182 días naturales conforme al calendario de pagos.
Lugar y forma de pago de intereses o rendimientos y principal	Los intereses ordinarios devengados y el principal respecto de los Certificados Bursátiles serán pagados por el Emisor, mediante transferencia electrónica de fondos en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, Ciudad de México, contra la entrega del Título mismo, o contra las constancias o certificaciones que para tales efectos expida Indeval, lo anterior con la finalidad de que Indeval distribuya los recursos en las cuentas que sus respectivos depositantes le instruyan, y estos a su vez liquiden las cantidades adeudadas a los tenedores.
Subordinación de los títulos, en su caso	No aplica
Amortización y amortización anticipada / vencimiento anticipado, en su caso	"Amortización de principal: única amortización del principal en la Fecha de Vencimiento. Amortización Total Anticipada de Principal: la emisora tendrá derecho a amortizar de manera anticipada, la totalidad (pero no una parte) de los Certificados Bursátiles, en cualquier fecha a partir de transcurrido el quinto año a partir de la Fecha de Emisión, antes de la Fecha de Vencimiento."
Garantía, en su caso	Los Certificados Bursátiles son quirografarios, por lo que no cuentan con garantía específica.
Fiduciario, en su caso	No aplica
Calificación de valores [Sinopsis]	
Fitch México S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
HR Ratings de México, S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
Moodys de México S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	Aa3.mx
Significado de la calificación	Calificación Moody's a la emisión: "Aa3.mx", la cual demuestra una calidad de crédito fuerte con relación a otros emisores locales. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Moody's de México, S.A. de C.V.
Standard and Poors, S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	mxAA+
Significado de la calificación	Calificación S&P a la emisión: "mxAA+", difiere tan solo en un pequeño grado de las calificadas con la máxima categoría que otorga Standard & Poors, S.A. de C.V. en su escala CaVal e indica que la capacidad de pago del Emisor para cumplir con sus compromisos financieros sobre la obligación es muy fuerte en relación con otros emisores en el mercado nacional. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Standard & Poor's S.A. de C.V.
Verum, Calificadora de Valores, S.A.P.I. de C.V. [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
A.M. Best América Latina, S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
DBRS Ratings México, S.A. de C.V. [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
Otro [Miembro]	
Calificación	
Significado de la calificación	
Nombre	
Representante común	Representante Común: Banco Invex, S.A. Institución de Banca Múltiple, Invex Grupo Financiero, Fiduciario.
Depositario	Depositario: S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.
Régimen fiscal	Régimen Fiscal: la tasa de retención del Impuesto Sobre la Renta aplicable respecto a los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta: (i) para las personas morales y físicas residentes en México y para efectos fiscales a lo previsto en los artículos 18 y 135 y demás aplicables de la Ley de Impuesto Sobre la Renta vigente; y (ii) para las personas físicas y morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 153, 166 y demás aplicables de la Ley de Impuesto sobre la Renta vigente. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores las consecuencias fiscales resultantes de su inversión en los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de reglas específicas respecto a su situación particular.
Observaciones	Obligaciones de no hacer: Hasta que los Certificados Bursátiles sean amortizados en su totalidad, el Emisor no podrá; fusionarse (o consolidarse de cualquier otra forma), salvo que (i)

Serie [Eje]	Serie
Características de los títulos de deuda [Sinopsis]	la sociedad o entidad que resulte de la fusión (o consolidación) asuma expresamente las obligaciones del Emisor, y (ii) no tuviere lugar un caso de vencimiento anticipado bajo los Certificados Bursátiles como resultado de dicha fusión o consolidación. Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

Política que seguirá la emisora en la toma de decisiones relativas a cambios de control durante la vigencia de la emisión:

Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

Política que seguirá la emisora en la toma de decisiones respecto de estructuras corporativas:

Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

Política que seguirá la emisora en la toma de decisiones sobre la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales:

Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

Índice

[411000-AR] Datos generales - Reporte Anual	1
[412000-N] Portada reporte anual.....	2
[413000-N] Información general	8
Glosario de términos y definiciones:.....	8
Resumen ejecutivo:.....	43
Factores de riesgo:.....	53
Otros Valores:	89
Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el registro:	90
Destino de los fondos, en su caso:.....	90
Documentos de carácter público:.....	91
[417000-N] La emisora.....	92
Historia y desarrollo de la emisora:.....	92
Descripción del negocio:	99
Actividad Principal:	99
Canales de distribución:	105
Patentes, licencias, marcas y otros contratos:.....	105
Principales clientes:.....	105
Legislación aplicable y situación tributaria:.....	106
Recursos humanos:	140
Desempeño ambiental:.....	141
Información de mercado:.....	141
Estructura corporativa:.....	171
Descripción de los principales activos:.....	175
Procesos judiciales, administrativos o arbitrales:	217
Dividendos:.....	223
[424000-N] Información financiera	224

Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación:	230
Informe de créditos relevantes:	237
Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora:	244
Resultados de la operación:	252
Situación financiera, liquidez y recursos de capital:	258
Control Interno:	281
Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas:	282
[427000-N] Administración	285
Auditores externos de la administración:	285
Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés:	286
Información adicional administradores y accionistas:	293
Estatutos sociales y otros convenios:	300
[432000-N] Anexos	320

[413000-N] Información general

Glosario de términos y definiciones:

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

Los siguientes términos y abreviaturas, tal como se utilizan en este Reporte, tendrán los significados estipulados a continuación:

Término	Definición
“Acciona”	Acciona Energía, S.A.
“Actis”	Actis LLP, entidad financiera dedicada a la gestión de activos, que a través de su subsidiaria Saavi Energía, mantenía un negocio conjunto con la Compañía.
“ARTF”	Agencia Reguladora de Transporte Ferroviario
“ASEA”	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
“ASIPONA”	Administración del Sistema Portuario Nacional Veracruz, anteriormente se conocía como Administración Portuaria Integral.

“API”	Administración Portuaria Integral.
“Autlán”	Compañía Minera Autlán, S.A.B. de C.V.
“Banco Nacional de México”	Banco Nacional de México, S.A., Integrante de Grupo Financiero Banamex.
“Bancomext”	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.
“Banobras”	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.
“BBVA”	BBVA Bancomer, S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer.
“bl”	Barriles.
“BlackRock”	BlackRock, entidad financiera dedicada a la gestión de activos.
“Bbld”	Barriles diarios.
“Bloomberg”	Bloomberg L.P.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“Bolsa”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V., y/o la Bolsa Institucional de Valores, S.A. de C.V. y/o cualquier otra bolsa de valores

	autorizada por la CNBV, indistintamente.
“Border Solar”	Planta de generación de energía solar fotovoltaica que cuenta con una capacidad de aproximadamente 150 MWAC, y está ubicada en Ciudad Juárez, Chihuahua.
“BP”	BP plc., y sus subsidiarias, anteriormente British Petroleum, es una compañía de energía, dedicada principalmente al petróleo y al gas natural.
“Brookfield”	Brookfield Asset Management y afiliadas.
“CAISO”	Por sus siglas en inglés, la Operadora del Sistema Independiente de California (California Independent System Operator).
“CEBURES”	Certificados Bursátiles.
“CEL” o “CELS”	Certificados de Energías Limpias.
“CEMEX”	Cemex, S.A.B. de C.V. y afiliadas.
“CENACE”	El Centro Nacional de Control de Energía.

“CENAGAS”	Centro Nacional de Control del Gas Natural.
“CFE”	Comisión Federal de Electricidad.
“Chevron”	Chevron Corporation y afiliadas.
“Circular de Auditores Externos”	Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la CNBV que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018, incluyendo todas sus reformas a la fecha de este Reporte.
“Circular Única de Emisoras”	Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, emitidas por la CNBV y publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, incluyendo todas sus reformas a la fecha de este Reporte.

“Círculo K”	Impulsora Círculo CCK, S.A. de C.V., Tiendas Extra, S.A. de C.V. e Inmobiliaria Círculo CCK, S.A. de C.V.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“CNH”	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
“COFECE”	Comisión Federal de Competencia Económica.
“Compañía” o “IEnova”	Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V., en conjunto con sus subsidiarias.
“Constitución Política”	La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“CRE”	Comisión Reguladora de Energía.
“Crédito Revolvente Bilateral”	Contrato de crédito revolvente bilateral con The Bank of Nova Scotia de fecha 23 de septiembre de 2019.
“Crédito Revolvente Sindicado”	Contrato de crédito revolvente sindicado de fecha 21 de agosto de 2015 con una duración de 5 años, cuyos acreedores son SMBC,

	Santander, The Bank of Tokyo y The Bank of Nova Scotia.
“Crédito con Multilaterales”	Contrato de crédito marco simple de fecha 19 de noviembre de 2019 con una duración de 15 años, cuyos acreedores son IFC, NADB, JICA y DFC.
“Credit Suisse México”	Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).
“DeAcero”	DeAcero, S.A.P.I. de C.V. (y Afiliadas).
“DEN”	Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V., sociedad que fue hasta noviembre de 2017, el negocio conjunto entre la Compañía y Pemex TRI.
“DFC”	U.S. International Development Finance Corporation.
“DOE”	El Departamento de Energía (Department of Energy) de los E.U.A. (DOE, por sus siglas en inglés).
“Dólares” o “USD\$”	La moneda de curso legal en los

	Estados Unidos.
“Don Diego Solar”	Planta de energía solar de 125 MWAC de capacidad y está ubicada en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora.
“Downstream”	Refinamiento, comercialización y distribución.
“Ducto TDF”	Sistema integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro, que cuentan con una capacidad de transporte de gas licuado de petróleo de aproximadamente 34,000 Bbld (1.9 mmthd), que se extiende desde el área de producción de la planta de Gas LP Burgos de PEMEX en el estado de Tamaulipas, hasta el sistema de entrega ubicado en las afueras de Monterrey, Nuevo León.
“ECA LNG” o “ECA Licuefacción”	ECA LNG Holdings B.V., en conjunto con sus subsidiarias.
“ECOGAS”	Ecogas México, S. de R.L. de C.V., el negocio de distribución

“Emisora”	de gas natural de la Compañía.
“Energía Costa Azul” o “ECA”	Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.
“Energía Sierra Juárez” o “ESJ”	Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V., en conjunto con sus subsidiarias.
“Envases Universales”	Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.; parque eólico de 155 MW, ubicado en el estado de Baja California. La segunda etapa del parque eólico está en construcción y tendrá una capacidad de 108 MW. Negocio que fue conjunto entre la Compañía y Actis hasta el 19 de marzo de 2021.
“ESJ Expansión”	Envases Universales de México, S.A.P.I. de C.V. El proyecto Energía Sierra Juárez Expansión tiene como objetivo generar capacidad adicional de la que actualmente tiene ESJ, a través de la instalación de 26 turbinas eólicas con una capacidad de 108

	MW.
“Estación de Compresión Naco”	Estación de compresión de gas natural que cuenta con una potencia de 14,300 caballos de fuerza instalados y está instalada en el gasoducto Naco – Hermosillo, el cual es propiedad de CENAGAS, en Naco, Sonora.
“Estados Financieros Auditados”	Los estados financieros consolidados auditados de la Compañía por los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, incluyendo las notas a los mismos.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Estados Unidos de América.
“Etanoducto”	Ducto que consta de tres segmentos con una longitud total de aproximadamente 224 km de ductos con una capacidad de transporte de aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd), en el primer segmento, de aproximadamente 152 mmpcd

	(1.8 mmthd) en el segundo segmento, ambos de gas etano, y de aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento de etano líquido, para el transporte de etano desde las instalaciones de procesamiento de PEMEX ubicadas en los estados de Tabasco, Chiapas y Veracruz a la planta de polimerización de etileno y polietileno Etileno XXI en el estado de Veracruz.
“FCA”	Fiat Chrysler Automobiles, N.V.
“FEMSA”	Fomento Económico Mexicano, S.A.B. de C.V.
“FERC”	Por sus siglas en inglés, la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos (U.S. Federal Energy Regulatory Commission).
“FV”	Valor Razonable ("Fair Value")

“FVTPL”	Valor Razonable con cambios en resultados ("Fair Value Through Profit or Loss")
“Gas LP”	Gas licuado de petróleo.
“Gasoductos de Chihuahua” o “GdC”	Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., sociedad que fue hasta el 26 de septiembre de 2016, el negocio conjunto entre la Compañía y Pemex TRI. Gasoductos de Chihuahua ha cambiado su nombre a IEnova Pipelines.
“Gasoducto Aguprieta”	Gasoducto integrado por 13 km de ductos de transporte de gas natural de 20 pulgadas de diámetro con una capacidad instalada de 200 mmpcd (2.1 mmthd) y ubicado en el estado de Sonora.
“Gasoducto Guaymas – El Oro”	Segundo segmento del Gasoducto Sonora, con una longitud de aproximadamente 330 km de ductos de transporte de gas natural con diámetro de 30 pulgadas que atraviesa los estados de

	<p>Sonora y Sinaloa, con una capacidad de transporte de 510 mmpcd (5.3 mmthd) y una estación de compresión de 33,300 caballos de fuerza instalados.</p>
“Gasoducto Los Ramones I”	<p>Gasoducto con aproximadamente 116 km de longitud, 48 pulgadas de diámetro, dos estaciones de compresión con una potencia conjunta de 123,000 caballos de fuerza instalados y una capacidad de transporte de gas natural de 2,100 mmpcd (21.8 mmthd). El sistema inicia en la frontera del Estado de Tamaulipas con los Estados Unidos y se interconecta con el Gasoducto Los Ramones Norte en Ramones, Nuevo León.</p>
“Gasoducto Los Ramones Norte”	<p>Gasoducto en negocio conjunto con Brookfield, con aproximadamente 452 km de longitud, 42 pulgadas de diámetro, dos estaciones de compresión con</p>

	<p>una potencia conjunta de 123,000 caballos de fuerza instalados y una capacidad de transporte de gas natural de 1,430 mmpcd (14.9 mmthd). El sistema inicia en la interconexión con el Gasoducto Los Ramones I en Ramones, Nuevo León y se interconecta con el gasoducto Los Ramones Sur en San Luis Potosí.</p>
“Gasoducto Ojinaga – El Encino”	<p>Gasoducto de aproximadamente 220 km, 42 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de gas natural de 1,356 mmpcd (14.1 mmthd) y ubicado en el estado de Chihuahua.</p>
“Gasoducto Ramal Empalme”	<p>Gasoducto de 20 pulgadas con una capacidad de 226 mmpcd (2.4 mmthd), tiene una longitud de 20 km y se encuentra entre Empalme y Guaymas, ramal que forma parte del Gasoducto Sonora.</p>

“Gasoducto Rosarito”

Gasoducto que consta de tres tramos de 30, 42 y 12 pulgadas de diámetro y aproximadamente 302 km de longitud con una capacidad de transporte de gas natural de aproximadamente 534 mmpcd (5.6 mmthd) en el primer tramo (Rosarito Mainline), aproximadamente 2,600 mmpcd (27.0 mmthd) en el segundo tramo (LNG Spur) y aproximadamente 190 mmpcd (2.0 mmthd) en el tercer tramo (Yuma Lateral). Está ubicado en el estado de Baja California y tiene dos estaciones de compresión con una potencia conjunta de 32,760 caballos de fuerza.

“Gasoducto Samalayuca”

Gasoducto integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad instalada de transporte de gas natural de 322 mmpcd (3.3 mmthd), corre del Ejido de San

“Gasoducto San Fernando”

Isidro, en el estado de Chihuahua, a la planta de generación eléctrica Samalayuca de la CFE; y se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a CENAGAS, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua.

Gasoducto integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro, con una capacidad máxima diaria de transporte de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd) y una capacidad de compresión de 1,460 mmpcd (15.2 mmthd). El gasoducto tiene dos estaciones de compresión con una potencia total de 95,500 caballos de fuerza instalados. Este sistema enlaza a la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con su estación de compresión Los

	Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas.
“Gasoducto San Isidro – Samalayuca”	Gasoducto de aproximadamente 23 km, con una capacidad de transporte de gas natural de 1,135 mmpcd (11.8 mmthd) y una estación de compresión con 71,000 caballos de fuerza instalados. El gasoducto está ubicado en el estado de Chihuahua.
“Gasoducto Sásabe – Puerto Libertad – Guaymas”	Primer segmento del Gasoducto Sonora, con una longitud de aproximadamente 505 km de ductos con diámetro de 36 pulgadas y una capacidad de transporte de gas natural de 812 mmpcd (8.0 mmthd). En este primer segmento se incluye el ramal Puerto Libertad.
“Gasoducto Sonora”	Sistema de transporte de gas natural integrado por aproximadamente 835 km de ductos con una

“Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan”

capacidad de transporte de gas natural de 812 mmpcd (8.0 mmthd) para el primer segmento y 510 mmpcd (5.3mmthd) para el segundo segmento. El sistema está ubicado en los estados de Sonora y Sinaloa. El primer segmento es el Gasoducto Sásabe – Puerto Libertad – Guaymas y el segundo segmento es el Gasoducto Guaymas – El Oro y el tercer segmento es el Gasoducto Ramal Empalme. Gasoducto marino del negocio conjunto con TC Energy, tiene aproximadamente 800 km de longitud y una capacidad de transporte de gas natural de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una estación de compresión. En el negocio conjunto IEnova participa con el 40% y TC Energy con el 60%.

“Gasoducto TGN”	Gasoducto integrado por aproximadamente 45 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro, ubicado en el estado de Baja California y con una capacidad de transporte de gas natural de 940 mmpcd (9.8 mmthd) y una estación de compresión con una potencia total instalada de 9,600 caballos de fuerza instalados.
“Gasoductos del Sureste”	Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V., subsidiaria de IEnova y propietaria del Etanoducto.
“Gazprom”	Gazprom Marketing & Trading México, S. de R.L. de C.V.
“GCC”	Grupo Cementos de Chihuahua, S.A.B. de C.V.
“GNL” o “LNG”	Gas natural licuado.
“Gobierno Federal”	El Gobierno Federal de México.
“GRO Expansión”	Segmento en construcción de aproximadamente 500 mmpcd, que forma parte del sistema de Gasoducto Rosarito de aproximadamente

	e 200 km y una estación de compresión de aproximadamente 60,000 caballos de fuerza de potencia instalada.
“GW”	Giga-vatios.
“GWh”	Giga-vatios hora.
“IASB”	Por sus siglas en inglés, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board).
“IEnova Marketing”	IEnova Marketing, S. de R.L. de C.V.
“IEnova Pipelines”	IEnova Pipelines, S. de R.L. de C.V. (Anteriormente Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., sociedad que fue hasta el 26 de septiembre de 2016, el negocio conjunto entre la Compañía y Pemex TRI.)
“IEnova UAIDA”	Es la utilidad consolidada después de sumar o restar, según sea el caso: (1) la depreciación y amortización; (2) el deterioro de Termoeléctrica de Mexicali; (3) los costos financieros, neto;

	(4) otras ganancias (pérdidas), netas; (5) el gasto por impuestos a la utilidad y (6) la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad
“IFC”	International Finance Corporation, miembro del Grupo Banco Mundial.
“IFRS”	Por sus siglas en inglés, las Normas Internacionales de Información Financiera (International Financial Reporting Standards) emitidas por el IASB.
“IMG”	Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V., el negocio conjunto entre IEnova, a través de Ductos e Infraestructura Marina, S. de R.L. de C.V. con participación del 40%, y TC Energy con una participación del 60%.
“INAH”	Instituto Nacional de Antropología e Historia.
“Indeval”	S.D. Indeval

	Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.
“InterGen”	InterGen N.V. y/o sus afiliadas Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V. y/o Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V. En 2018, Actis adquirió el portafolio de InterGen en México.
“ISL”	Inversiones Sempra Limitada, una subsidiaria de Sempra.
“ISLA”	Inversiones Sempra Latin America Ltda, una subsidiaria de Sempra.
“ISR”	Impuesto Sobre la Renta.
“IVA”	Impuesto al Valor Agregado.
“JICA”	Japan International Cooperation Agency.
“JPM Ventures Energy”	JPM Ventures Energy México, S. de R.L. de C.V., una filial de J.P. Morgan.
“km”	Kilómetros.
“Ley de Hidrocarburos” o “LH”	Ley de Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

“Ley de la Industria Eléctrica” o “LIE”	Ley de la Industria Eléctrica publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.
“Ley de Protección de Datos”	Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de julio de 2010.
“Ley de Vertimientos”	Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas.
“LGDFS”	Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable.
“LIBOR”	London Interbank Offered Rate.
“Liverpool”	El Puerto de Liverpool, S.A.B. de C.V.
“LGSM”	Ley General de Sociedades Mercantiles publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de agosto de 1934.
“LMV”	Ley del Mercado de Valores publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2005.

“LTE”	Ley de Transición Energética publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015.
“m3”	Metros cúbicos.
“Marathon”	Marathon Petroleum Corporation y subsidiarias.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“Mbd”	Miles de barriles diarios.
“Midstream”	Actividades de transporte, almacenamiento y comercialización al por mayor.
“Mizuho”	Mizuho Bank, Ltd.
“mmpc”	Millones de pies cúbicos.
“mmpcd”	Millones de pies cúbicos diarios.
“mmth”	Millones de termias.
“mmthd”	Millones de termias diarias.
“Mtpa”	Millones de toneladas por año.
“MUFG”	MUFG Bank, LTD (antes The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, LTD).
“MW”	Megavatios.
“MWAC”	Megavatios, corriente alterna.
“n.s.”	No significativo.

“NAFIN”	Nacional Financiera, S.N.C. Institución de Banca de Desarrollo.
“NADB”	North American Development Bank.
“NOM”	Norma(s) Oficial(es) Mexicana(s).
“NORD/LB”	Norddeutsche Landesbank Girozentrale.
“Nordex”	NX Energy México, S. de R.L de C.V.
“North Baja Pipeline”	Sistema de gasoducto de aproximadamente 138 km, ubicado en Estados Unidos, propiedad de un tercero.
“ORI”	Otros Resultados Integrales.
“PEMEX”	Petróleos Mexicanos, la empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios.
“Pemex-Gas” o “PGPB”	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, subsidiaria de PEMEX (o Pemex TRI, como causahabiente de

	PGPB).
“Pemex TRI”	Pemex Transformación Industrial.
“Pesos,” “M.N.” o “MXN\$”	La moneda del curso legal en México.
“PIB”	Producto Interno Bruto.
“PIE”	Productor(es) independiente(s) de energía.
“Pima Solar”	Planta de generación de energía solar fotovoltaica ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. Con una capacidad de 110 MW _{AC} .
“PLOG”	Pemex Logística, Empresa productiva subsidiaria de PEMEX, dedicada al transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos por ducto, medios marítimos y terrestres, tanto para PEMEX como para terceros.
“PRODESEN”	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
“PROFEPA”	Procuraduría Federal de Protección al

“POC”	Ambiente. Peruvian Opportunity Company S.A.C., una subsidiaria de Sempra.
“Puntos base”	Un punto base es 1/100 de 1%. Ejemplo: 30 puntos base = 0.30%.
“PUHCA”	Por sus siglas en inglés, la Ley de Sociedades Controladoras de Servicios Públicos de 2005 de los Estados Unidos (U.S. Public Utility Holding Company Act of 2005).
“Reglamento de Gas Natural” o “RGN”	Reglamento de Gas Natural publicado el 8 de noviembre de 1995 en el Diario Oficial de la Federación y abrogado por el Reglamento del Título II de la LH, salvo por lo expresamente señalado en las disposiciones transitorias del último.
“Reglamento de la Ley de Hidrocarburos”	Reglamento de la Ley de Hidrocarburos publicado el 31 de octubre de 2014 en el Diario Oficial de la Federación.

“Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica”	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014.
“Reporte”	Significa el presente Reporte Anual 2021.
“Rumorosa Solar”	Planta de generación de energía solar fotovoltaica con una capacidad de 44 MW _{AC} , ubicada en Baja California.
“RNV”	Registro Nacional de Valores.
“Santander”	Banco Santander (México), S.A. Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero Santander México.
"Saavi Energía"	Productor privado de electricidad en el segmento energético y subsidiaria de Actis.
“Scotiabank”	Scotiabank Inverlat, S.A. Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero Scotiabank Inverlat.
“SCT”	Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

“SDG&E” o “San Diego Gas & Electric”	San Diego Gas & Electric Company, una filial de Sempra Energy.
“SEH”	Sempra Energy Holdings XI B.V., una subsidiaria de Sempra.
“SEMAR”	Secretaría de Marina.
“SEMARNAT”	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
“Semco”	Semco Holdco, S. de R.L. de C.V.
“Sempra Energy” o “Sempra”	Sempra Energy, el accionista de control indirecto de la Compañía, una sociedad constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra Generation”	Una afiliada de Sempra Energy, constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra Global”	Una afiliada de Sempra Energy, constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra International”	Una afiliada de Sempra Energy, constituida de

	conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra LNG”	Sempra LNG, LLC.
“Sempra Natural Gas” o “SLNGI”	Sempra LNG International, LLC; una división operativa de negocios de Sempra Energy.
“SEN”	Sistema Eléctrico Nacional.
“SENER”	Secretaría de Energía.
“Senior Notes” o “Bonos Internacionales”	En diciembre de 2017 y 2020 la Compañía concluyó exitosamente la emisión de USD\$840 millones y USD\$800 millones en una oferta privada internacional de Senior Notes, respectivamente.
“SGPM”	Sempra Gas & Power Marketing, LLC.
“SHCP”	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
“Shell”	Shell México Gas Natural, S. de R.L. de C.V.
“SISTRANGAS”	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

“SNG”	Sistema Nacional de Gasoductos.
“SLNGIH”	Sempra LNG International Holding, LLC.
“SoCalGas”	Southern California Gas Company, una afiliada de Sempra Energy.
“SMBC”	Sumitomo Mitsui Banking Corporation.
“SNR”	Sistema Nacional de Refinación.
“T-MEC”	Tratado entre Estados Unidos-México-Canadá (USMCA, por sus siglas en inglés).
“TAG Norte Holding” y/o “TAG Pipelines Norte”	TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V., y su subsidiaria TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V., negocio conjunto entre DEN y Afiliadas Brookfield como propietarias del Gasoducto Los Ramones Norte.
“TAG Pipelines”	TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V., se refiere a una subsidiaria de PEMEX.
“TC Energy”	TC Energy Corporation, antes TransCanada Corporation.

“TCPS”	Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios, aprobados por la Comisión y que forman parte integral de los títulos de permiso de almacenamiento y transporte de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos (según sea el caso).
“Tecnológico de Monterrey”	Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.
“Tepezalá Solar”	Planta de generación de energía solar fotovoltaica con una capacidad de aproximadamente 100 MW _{AC} , ubicada en el estado de Aguascalientes.
“Terminal de Baja Refinados”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Baja California, actualmente en desarrollo. El proyecto contará con una capacidad de 945,000 bl.
“Terminal de Gas LP de Guadalajara”	Una terminal de almacenamiento de gas licuado de petróleo con capacidad total de

“Terminal de GNL” o “ECA”	almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) de Gas LP y ubicada en el estado de Jalisco.
“Terminal de Manzanillo”	Una terminal de almacenamiento de gas natural licuado, ubicada en Ensenada, Baja California y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 320,000 metros cúbicos o m ³ (73.3 mmthd) en dos tanques de 160,000 m ³ (36.6 mmthd) y una capacidad de envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd), o una capacidad nominal de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd).
“Terminal de Puebla”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en el estado de Colima, actualmente en desarrollo y contará con una capacidad aproximada de 2,285,000 bl. Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Puebla, actualmente en pruebas para su

	entrada en operación comercial. El proyecto contará con una capacidad de 640,000 bl.
“Terminal de Topolobampo”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Sinaloa, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 1,180,000 bl.
“Terminal de Valle de México”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en el Valle de México. El proyecto cuenta con una capacidad de 640,000 bl.
“Terminal de Veracruz”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Veracruz, con una capacidad de 2,120,000 bl.
“Termoeléctrica de Mexicali” o “TDM”	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V. es una planta de generación de electricidad de ciclo combinado de gas natural con una capacidad de aproximadamente 625 MW operada por

	dicha sociedad y ubicada en el estado de Baja California.
“TETL”	TETL JV México Norte, S. de R.L. de C.V., subsidiaria de Brookfield.
“The Bank of Nova Scotia”	The Bank of Nova Scotia.
“TIIE”	La Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.
“Tipo de Cambio”	El tipo de cambio Peso / Dólar publicado por Banco de México en una fecha determinada en el Diario Oficial de la Federación.
“TJFA”	Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.
“TLCAN”	Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
“TMCA”	Tasa Media de Crecimiento Anual.
“Total”	Total Energies, SE
“Trafigura”	Trafigura México, S.A. de C.V., empresa dedicada a la logística y comercio de materias primas.
“Trina Solar”	Trina Solar Limited.

“UDI” o “UDIS”	La unidad de cuenta denominada Unidad de Inversión cuyo valor en Pesos publica periódicamente el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación y que en términos generales refleja los incrementos que sufre el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
“Upstream”	Actividades de exploración y producción.
“Valero”	Valero Energy Corporation.
“Ventika”	Ventika significa el conjunto de los dos parques eólicos adyacentes de 126 MW cada uno, Ventika I y Ventika II, con una capacidad total de 252 MW mediante 84 turbinas de 3 MW cada una. Ventika I y Ventika II operan como un solo parque eólico y están ubicados en el estado de Nuevo León.
“Ventika I”	Ventika, S.A.P.I. de C.V.
“Ventika II”	Ventika II, S.A.P.I. de C.V.

Resumen ejecutivo:

RESUMEN EJECUTIVO

El siguiente resumen contiene una descripción de las actividades y la situación financiera y operativa de la Compañía, y no pretende ser exhaustivo ni servir a manera de sustituto de la información contenida en el resto de este Reporte anual. Por lo tanto, el público inversionista deberá leer cuidadosamente la totalidad de este Reporte anual para entender más a fondo las actividades de la Compañía, incluyendo los estados financieros de la Compañía, las notas a los mismos y las secciones tituladas “Presentación de la Información,” “Factores de riesgo,” “Información financiera consolidada seleccionada” y “Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de operación.”

La Compañía

La Compañía se dedica principalmente al desarrollo, construcción y operación de infraestructura energética. Las actividades de la Compañía abarcan varios segmentos de negocios a lo largo de la cadena productiva del sector de infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Los activos de la Compañía se encuentran distribuidos en tres segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos de gas natural y etano, estaciones de compresión, así como la venta y distribución de gas natural; (2) el segmento de Almacenamiento, que incluye el almacenamiento y regasificación de GNL, almacenamiento y sistemas de ductos de Gas LP y almacenamiento de productos refinados; y (3) el segmento de Electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de reconocida solvencia.

Tras la reforma del marco jurídico del sector de gas natural en 1995, la Compañía fue una de las primeras empresas privadas en incursionar en la industria de la infraestructura de energía en México. En los últimos 25 años, la presencia de la Compañía en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través de crecimiento orgánico mediante el desarrollo de nuevos proyectos, como de adquisiciones y diversificación de cartera de clientes). Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía cuenta con aproximadamente USD\$10.9 mil millones en activos totales, constituyéndose como una de las empresas privadas de energía más grandes del país.

Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- La Compañía fue la primera empresa del sector privado en ganar una licitación para la distribución de gas natural en México, tras la reforma del régimen legal de la industria en 1995. Actualmente, la Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural llamado ECOGAS, que abarca tres zonas geográficas de distribución: Mexicali desde 1996 (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua desde 1997 (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Meoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango desde 1999 (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango);
- La Compañía construyó el primer gasoducto en el estado de Baja California y ha sido la única desarrolladora de sistemas de transporte de gas natural de acceso abierto en dicho estado;
- La Compañía desarrolló el primer negocio conjunto de infraestructura de gas en México, entre PEMEX y privados;

- La Compañía desarrolló el primer proyecto transfronterizo de generación de energía limpia entre México y Estados Unidos;
- La Compañía construyó la primera terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano y conjuntamente con Sempra y una subsidiaria de Total, están desarrollando la primera planta de licuefacción de gas natural para exportación en México;
- La Compañía construyó el primer ducto marino de gas natural en su tipo en México, mediante un proyecto en conjunto con TC Energy, el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, que entró en operación comercial en septiembre de 2019, cuenta con aproximadamente 800 km de longitud con una capacidad de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una estación de compresión;
- La Compañía celebró un contrato de suministro eléctrico por 19 años, a través de Pima Solar con la empresa DeAcero para suministrarle energía, potencia, y CELs de una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. Esta transacción marcó un hito en el sector eléctrico mexicano al ser el primer contrato, post reforma energética entre un generador y un consumidor privado. Pima Solar inició operaciones en el primer trimestre de 2019, y cuenta con una capacidad de 110 MW_{ac};
- La Compañía ganó el primer concurso convocado por la ASIPONA de Veracruz (antes API) para la construcción y operación de una terminal marina para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolinas, diésel y turbosina. La terminal se encuentra en el nuevo puerto de Veracruz, con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 2.1 millones de barriles. La Compañía firmó un contrato con una subsidiaria de Valero respecto de la capacidad de la nueva terminal de almacenamiento en Veracruz, así como de la capacidad de las terminales en Puebla y Valle de México;
- La Compañía recibió el primer préstamo certificado por los *Green Loan Principles* que el IFC otorga a una empresa en México para financiar y/o refinanciar la construcción de su portafolio de proyectos de generación solar; y
- La Compañía fue la primera empresa de energía en ser incluida, originalmente, en el Índice de Sustentabilidad de la BMV y, durante 2020 y 2021, en el S&P/BMV Total Mexico ESG Index. En diferentes momentos entre 2013 y hasta su desliste, la empresa también fue parte del Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index, del FTSE4Good Index Series y del FTSEBIVA, los cuales seleccionan a las compañías con prácticas destacadas en materia medio ambiental, social y de gobernanza. Asimismo, la Compañía mantuvo la calificación AA de MSCI y la calificación Prime de ISS ESG. Además, en 2021 la Compañía apareció públicamente por segundo año consecutivo en la lista del Carbon Disclosure Project (CDP), con una calificación B. IEnova fue parte de los índices sustentables descritos y mantuvo las calificaciones citadas en diferentes momentos entre 2013 y hasta la liquidación de la oferta pública de adquisición en mayo de 2021.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los principales activos de la Compañía, en desarrollo o en operación:



Segmento Gas

Negocio de Ductos

- El negocio de ductos de la Compañía desarrolla, construye y opera sistemas para el recibo, transporte, compresión y entrega de gas natural y etano, en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Nuevo León, Sinaloa, Sonora, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz. Estos sistemas cuentan con (incluyendo proyectos en construcción u operados a través de los negocios conjuntos de la Compañía):
 - Más de 2,900 km de gasoductos de gas natural en operación y aproximadamente 200 km en construcción con capacidad acumulada de diseño para transporte de más de 16,400 mmpcd (171.0 mmthd) en operación y aproximadamente 500 mmpcd (5.2 mmthd) en construcción;
 - Dieciséis estaciones de compresión de gas natural en operación y una en construcción con una potencia total instalada superior a los 786,000 caballos de fuerza; y
 - 224 km de Etanoducto con capacidades de transporte de aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd) en el primer segmento (etano gas), de aproximadamente 152 mmpcd (1.8 mmthd) en el segundo segmento (etano gas), y de aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento (etano líquido).
- Los activos actuales del negocio de ductos del segmento gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Gasoducto TGN, Gasoducto Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro - Samalayuca, el Gasoducto Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los

Ramones I, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan.

Negocio de Distribución de Gas Natural

La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural denominado ECOGAS, que abarca tres zonas geográficas de distribución: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Meoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna - Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango). Este sistema, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 4,572 km, atiende actualmente a más de 142,600 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento gas de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$1,203.4 millones, USD\$805.4 millones y USD\$894.8 millones equivalentes al 65%, 64% y 65% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$477.1 millones, USD\$409.9 millones y USD\$425.4 millones, equivalentes al 55%, 56% y 55% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades de los negocios conjuntos.

Segmento Electricidad

Generación de electricidad con gas natural

La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural, ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Esta planta, que entró en operación en junio de 2003, recibe gas natural a través de una interconexión con el Gasoducto Rosarito, lo cual le permite recibir tanto GNL regasificado por la Terminal de GNL, así como gas importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline. La Termoeléctrica de Mexicali es una planta de ciclo combinado moderna y eficiente que utiliza avanzadas tecnologías ambientales que cumplen o superan los estándares aplicables tanto en México como en el estado norteamericano de California. La planta está directamente interconectada a la red CAISO en la subestación Imperial Valley por una línea dedicada de transmisión de doble circuito de 230 kilovoltios; y es capaz de suministrar electricidad a una amplia gama de clientes en el estado norteamericano de California.

Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

La Compañía cuenta con cuatro parques eólicos de generación de electricidad en operación en los estados de Baja California y Nuevo León, estos parques tienen las siguientes características:

- Energía Sierra Juárez es un complejo de generación eólica que se encuentra ubicado en el Municipio de Tecate, Baja California, México. La primera fase es un proyecto eólico operativo que cuenta con una capacidad instalada de 155 MW que inició operaciones en 2015. La segunda fase cuenta con una capacidad instalada de 108 MW e inició relación comercial durante el primer trimestre de 2022. En enero de 2021, IEnova informó al mercado que, subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas, mantienen en Energía Sierra Juárez. En febrero de 2021, entró en vigor el acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición por parte de IEnova. En marzo de 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

- Ventika incluye dos parques eólicos adyacentes ubicados en el estado de Nuevo León, con 84 aerogeneradores y una capacidad instalada de 252 MW. Sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de suministro a largo plazo, denominados en Dólares.

Generación de electricidad a partir de fuentes solares

La Compañía cuenta con cinco parques solares en operación, en los estados de Aguascalientes, Baja California, Chihuahua y Sonora. Estos parques tienen las siguientes características:

- Pima Solar con una capacidad de 110 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Rumorosa Solar con una capacidad de 44 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Tepezalá Solar con una capacidad de 100 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Don Diego Solar con una capacidad de 125 MW_{ac}, inició operaciones durante 2020.
- Border Solar con una capacidad de 150 MW_{ac}, inició operaciones durante el primer trimestre de 2021.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$399.3 millones, USD\$289.8 millones y USD\$323.1 millones, equivalentes al 22%, 23% y 23% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$150.1 millones, USD\$132.3 millones y USD\$157.0 millones, equivalentes al 17%, 18% y 20% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto.

Segmento Almacenamiento

Negocio de Gas Natural Licuado

La Terminal de GNL o ECA, que entró en operación en 2008, está ubicada al norte de Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recibo de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe, almacena y/o entrega el GNL de sus clientes y, si el cliente lo requiere, regasifica dicho insumo entregando el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para ser transportado hacia Baja California y los Estados Unidos. La Compañía también compra GNL, para su almacenamiento, entrega y/o regasificación en esta terminal y su posterior venta a clientes independientes y a partes relacionadas. La Terminal de GNL cuenta con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 320,000 m³ (73.3 Mth) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 Mth); y con una capacidad de regasificación - envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd) y una capacidad nominal de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd).

La Compañía, con participación de Sempra LNG y una subsidiaria de Total, está desarrollando una de las primeras plantas de licuefacción de gas natural en México, ECA LNG, contigua a la Terminal de GNL de la Compañía descrita en el párrafo anterior. El proyecto se está desarrollando en dos fases, la Fase 1 denominada “ECA Licuefacción *Mid-Scale*” con una capacidad de aproximadamente 3 Mtpa y la Fase 2 denominada “ECA Licuefacción *Large-Scale*” la cual tendrá por lo menos 9 Mtpa de capacidad, sumando una capacidad de licuefacción de gas natural de al menos 12 Mtpa. Ambas fases utilizarán infraestructura existente como los tanques, muelle, atraques marinos, entre otros y adicionalmente podrían requerir de infraestructura nueva para alcanzar dichas capacidades.

Ambas fases cuentan con la mayoría de los permisos necesarios para desarrollar este tipo de infraestructura (licuefacción de gas natural, comercialización, permisos ambientales y sociales, entre otros). En enero y marzo 2019 ECA LNG recibió, para ambas fases, autorizaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos para exportar gas natural producido en los Estados Unidos a México y para reexportar gas natural licuado a países que cuentan con un tratado de libre comercio con los Estados Unidos y a los países que no. En noviembre de 2020, la Compañía obtuvo el permiso de exportación de México para la Fase 1 por 20 años.

En noviembre 2020, la Compañía informó que junto con Sempra LNG se había tomado la decisión final de inversión (final investment decision, o FID, por sus siglas en inglés) para el desarrollo, construcción y operación de la Fase 1 del proyecto. La construcción y comisionamiento de la Fase 1 tomará aproximadamente 4 años por lo que la Compañía anticipa contar con los primeros cargamentos de GNL para exportación a finales de 2024. Ver “Descripción de sus Principales Activos GNL Proyecto de ECA Licuefacción.”

En diciembre del 2020, una subsidiaria de Total, Sempra LNG y IEnova firmaron un acuerdo de inversión con el cual, Total adquirió una participación accionaria del 16.6% en ECA LNG Holdings, mientras que IEnova y Sempra LNG mantendrán una participación de 41.7% cada uno. En el mismo mes, contrataron un financiamiento a 5 años por un monto de USD\$1,581 millones. El financiamiento, el cual no consolidará en el balance de IEnova, consiste en tres tramos asociados a los compromisos de cada socio del negocio conjunto. Las instituciones financieras relacionadas con el tramo de IEnova son: The Bank of Nova Scotia, SMBC, BBVA Securities Inc., y Banco Nacional de México.

Negocio de Almacenamiento y sistemas de ductos de Gas LP

La Compañía opera el sistema de ductos TDF y la Terminal de Gas LP de Guadalajara. El sistema de ductos TDF fue el primer ducto de Gas LP de propiedad privada en México y consta de aproximadamente 190 km de ductos de GLP de doce pulgadas de diámetro con una capacidad de diseño para transporte de 34,000 Bbld (1.9 mmthd) e instalaciones asociadas de despacho y almacenamiento. El sistema TDF va desde las instalaciones de Pemex en Burgos en el estado de Tamaulipas hasta las instalaciones de entrega cerca de la ciudad de Monterrey, Nuevo León. La terminal de Gas LP de Guadalajara es una instalación de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) cerca de Guadalajara, Jalisco, con instalaciones de despacho y cargo, y satisface las necesidades de Gas LP de Guadalajara.

Negocio de Almacenamiento de Productos Refinados

El negocio de almacenamiento de productos refinados desarrolla sistemas para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados y otros líquidos, principalmente gasolinas, diésel y turbosina en los estados de Baja California, Colima, Jalisco, Puebla, Sinaloa, Veracruz y Estado de México para clientes privados. Actualmente, la Compañía cuenta con cuatro terminales portuarias y tres terrestres, una terminal portuaria en operación, al igual que una terrestre y el resto en etapas de desarrollo, construcción y comisionamiento. Con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 8 millones de barriles y con capacidad de expansión.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento Almacenamiento de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$233.8 millones, USD\$160.0 millones y USD\$156.5 millones, equivalentes al 13%, 13% y 11% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$237.6 millones, USD\$185.9 millones y USD\$188.6 millones, equivalentes al 28%, 26% y 24% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto.

Ventajas competitivas

La Compañía considera que las siguientes ventajas competitivas la distinguen de sus competidores y son cruciales para poder seguir implementando exitosamente su estrategia:

- **Modelo de negocios sólido.** La Compañía tiene contratada una parte sustancial de la capacidad de sus activos de conformidad con contratos a largo plazo, que están denominados principalmente en Dólares o indexados a dicha moneda. Esto permite a la Compañía contar con flujos de efectivo estables, constantes y predecibles a largo plazo. Las contrapartes son empresas privadas con reconocida solvencia o entidades del sector público que incluyen a CENAGAS, CFE y PEMEX. El 43% de los ingresos en 2021 corresponden a contratos con empresas privadas y el resto de dichos ingresos corresponde a contratos con entidades de gobierno. Además de dar estabilidad a los flujos de efectivo de la Compañía, el modelo de negocio minimiza la exposición directa a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de los hidrocarburos. La vida promedio de estos contratos, ponderado respecto de los ingresos es de aproximadamente 20 años.

- **Capacidad comprobada para el desarrollo de diversos tipos de infraestructura energética y amplia experiencia en la operación de los mismos.** La Compañía cuenta con más de 25 años de experiencia operando en México, lo cual, le ha permitido adquirir la capacidad necesaria para desarrollar, construir, adquirir y operar diversos proyectos de infraestructura de energía críticos para el país. Durante este período, la Compañía ha desarrollado una trayectoria de éxitos comprobados en la construcción de proyectos en líneas de negocio tradicionales, en la incursión en nuevas líneas de negocio, y en la capacidad para adquirir activos en líneas de negocios ya existentes. La Compañía considera que su experiencia en el sector energético la posiciona para aprovechar oportunidades de inversión en proyectos de desarrollo, así como en realizar asociaciones con compañías que buscan socios estratégicos, y compañías que busquen monetizar sus activos.
- **Capacidad financiera para explorar nuevas oportunidades en el sector energético.** La Compañía cuenta con una línea comprometida de Crédito Revolvente Sindicado con diez bancos, con SMBC como agente administrativo, que permite disponer hasta USD\$1,500 millones hasta febrero de 2024. Al 31 de diciembre de 2021, el saldo disponible de esta línea de crédito revolvente es USD\$1,101 millones. La Compañía cuenta con una línea comprometida de Crédito Revolvente Bilateral con The Bank of Nova Scotia por USD\$350 millones, el cual fue desembolsado en su totalidad. Además, la Compañía cuenta con una línea de crédito revolvente con Sempra Global por USD\$320 millones, cuya capacidad aún no se ha desembolsado. En octubre de 2020, la Compañía firmó una línea de crédito de capital de trabajo con Scotiabank Inverlat, la cual se puede disponer en Pesos o Dólares por un monto de hasta USD\$20 millones, al 31 de diciembre de 2021 la línea no ha sido utilizada. En octubre de 2020, la Compañía firmó una línea de crédito de capital de trabajo con The Bank of Nova Scotia por un monto de hasta USD\$100 millones, al 31 de diciembre de 2021 la línea tiene un saldo dispuesto de USD\$8 millones. En septiembre 2021, la Compañía firmó una línea de crédito de capital de trabajo con The Bank of Nova Scotia por un monto de hasta USD\$250 millones, al 31 de diciembre de 2021 la línea ha sido utilizada en su totalidad. En noviembre de 2019, la Compañía celebró un préstamo con el IFC y NADB por un total de USD\$200 millones el cual ha sido utilizado en su totalidad para financiar o refinanciar plantas de energía solar. En marzo de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con JICA por un total de USD\$100 millones, en junio de 2020 la Compañía celebró un contrato de crédito con DFC por un total de USD\$241 millones, ambos créditos siendo parte de la estructura de financiamiento que la Compañía firmó en noviembre de 2019 con IFC. Adicionalmente, la Compañía ha demostrado tener capacidad para acceder de forma exitosa a los mercados de capitales, habiendo emitido USD\$408 millones en los mercados de deuda y USD\$599 millones en los mercados de capitales en febrero y marzo de 2013, respectivamente, USD\$1,603 millones en una oferta subsecuente de capitales en octubre de 2016 y USD\$840 millones en una oferta privada internacional de Senior Notes en diciembre de 2017 y USD\$800 millones en una oferta privada internacional de Senior Notes en septiembre de 2020. Al 31 de diciembre de 2021, el saldo del capital contable de la Compañía es USD\$5,184 millones.
- **Capacidad probada para ejecutar una estrategia de crecimiento sostenido.** La Compañía ha logrado un crecimiento constante mediante la implementación de una estrategia de diversificación a través de la incursión en nuevos negocios, y de la expansión de su cartera de clientes con reconocida solvencia, logrando posicionarse como un actor clave en el sector energético en México. La Compañía ha incrementado rápidamente su participación en el negocio de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y de generación de energía limpia, a través de los cuales, mantiene una cartera de siete proyectos de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, y ocho proyectos de energía limpia. La Compañía confía en que continuará a la vanguardia en el desarrollo del sector de infraestructura energética en México.
- **Portafolio de activos energéticos que cubre una amplia gama de oportunidades de mercado.** Los activos de la Compañía se encuentran diversificados a lo largo de una parte importante de la cadena de valor del sector energético abierto a la inversión privada en México, incluyendo transporte de gas, Gas LP y etano y almacenamiento de GNL y Gas LP, la distribución de gas natural, el almacenamiento de productos refinados y la generación de energía eléctrica. Debido a la gran escala de los proyectos, y a la diversificación de su base de activos, la Compañía considera que está estratégicamente posicionada para continuar expandiendo su plataforma de activos de infraestructura energética. Además, en virtud de que la mayoría de sus activos de infraestructura de energía están ubicados en el norte del país, la Compañía mantiene una posición estratégica para convertirse en un participante clave en la creciente demanda de servicios de importación y transporte de hidrocarburos a lo largo de la frontera con los Estados Unidos.

- **Sólido historial de relaciones positivas y de cumplimiento de obligaciones con las autoridades competentes y las empresas productivas del Estado.** La Compañía ha colaborado estrechamente con reguladores y autoridades del sector energía durante más de 25 años, por lo que ha desarrollado un profundo conocimiento de los procesos y el marco regulatorio relacionados con dicho sector. La Compañía considera que su conocimiento del marco regulatorio le proporciona una ventaja clave, por lo que tiene planeado seguir cultivando y ampliando relaciones positivas, basadas en la experiencia que ha desarrollado la Compañía a lo largo de su operación en México.
- **Equipo ejecutivo con una gran experiencia.** El equipo ejecutivo de la Compañía cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo, construcción, adquisición y operación de infraestructura energética. La Compañía considera que cuenta con los conocimientos y la capacidad necesarios para administrar todos sus activos y operaciones de manera exitosa y segura, así como con la experiencia necesaria para ampliar su trayectoria actual e incursionar en nuevos sectores a medida que surjan nuevas oportunidades.
- **Sociedad controladora de reconocido prestigio a nivel mundial.** La Compañía cuenta con el fuerte apoyo por parte de Sempra Energy, su sociedad controladora, que tiene un largo historial en la operación de empresas de servicios diversificadas en el sector energía a escala global. Sempra Energy, con sede en San Diego California, es una compañía *Fortune 500*, con ingresos de aproximadamente USD\$13 mil millones en el año 2021. Aproximadamente 20,000 empleados de las empresas de Sempra Energy ofrecen servicios a más de 40 millones de consumidores en todo el mundo. La Compañía prevé que su relación con Sempra Energy le permitirá seguir teniendo acceso a una considerable red de relaciones comerciales a todo lo largo de la industria, así como a una sólida infraestructura de apoyo directivo, operativo, comercial, técnico y de administración de riesgos. La Compañía considera que, entre otras cosas, este acceso le permitirá continuar maximizando el desempeño operativo y financiero de sus activos, mejorar la eficiencia de sus operaciones actuales, y sus proyectos de ampliación y crecimiento. Con fecha 12 de abril de 2021, el Comité de Prácticas Societarias de IEnova recibió de Sempra Energy una carta de oferta definitiva no vinculante para llevar a cabo una oferta pública de adquisición respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, las cuales representaban el 29.83% de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de intercambio de 0.0323 acciones de Sempra por cada acción de IEnova. Con base en dicho Factor de Intercambio, la contraprestación implícita por acción ordinaria de IEnova en la Oferta de Intercambio, fue igual a \$87.20 pesos por acción ordinaria de IEnova. El 12 de agosto de 2021, Sempra Energy inició una oferta pública de adquisición en efectivo de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, representativas de aproximadamente el 3.6% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova, a un precio por acción de \$78.97, la cual fue liquidada el 17 de septiembre de 2021. El 27 de septiembre de 2021, IEnova informó que Sempra Energy anunció que había recibido todas las aprobaciones de terceros y se habían cumplido todas las condiciones materiales de cierre del acuerdo para la venta una participación no controladora de Sempra Infraestructura a KKR, el cierre de dicha venta estaba programado para el 1 de octubre de 2021. El 1 de octubre de 2021, IEnova informó que Sempra anunció que había completado el cierre de la venta a KKR del 20% de la participación accionaria de la subsidiaria 100% propiedad de Sempra, Sempra Infraestructura Partners (antes Sempra Global). Como resultado de lo anterior, Sempra mantendrá el control de IEnova a través de una participación indirecta (a través de Sempra Infraestructura Partners) de aproximadamente 80% y KKR tendrá una participación indirecta en IEnova de aproximadamente 20%. Asimismo, para la implementación del cierre antes mencionado, Sempra ha llevado a cabo la transmisión de las acciones que mantiene directamente en IEnova, equivalentes al 29.7% del capital social de IEnova, en favor de Sempra Energy Holdings XI, BV, la cual es su subsidiaria indirecta totalmente controlada, a través de una serie de transferencias entre distintas subsidiarias de Sempra para eventualmente transferirla a Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., según lo anunciado por Sempra y IEnova el 1 de octubre de 2021. El 21 de diciembre de 2021, su accionista de control Sempra Energy, anunció la celebración de un acuerdo para llevar a cabo una operación que incluye una participación no controladora de IEnova del 10% en Sempra Infraestructura Partners (Sempra Infraestructura) a una subsidiaria de Abu Dhabi Investment Authority (ADIA). La operación está sujeta a las condiciones habituales de cierre, incluidos los consentimientos de terceros y reguladores. La operación está sujeta a las condiciones habituales de cierre, incluidos los consentimientos de terceros y reguladores.

Estrategia

IEnova ofrece a sus clientes infraestructura energética crítica y esencial que contribuye al desarrollo del país. México tiene una economía en crecimiento, con importantes necesidades de infraestructura energética en casi todos los segmentos del sector. La reputación, tamaño y capacidad de ejecución de IEnova la posicionan estratégicamente para continuar aprovechando las oportunidades que ofrece el mercado.

La Compañía espera continuar con su estrategia de inversión a través de su sólido modelo de negocios, que consiste en desarrollar infraestructura energética crítica para México que genere flujos de efectivo estables y predecibles a largo plazo y con contrapartes con solvencia y buena calidad crediticia. La Compañía busca mantener su crecimiento a través de la diversificación de su base de activos y clientes, en el desarrollo de proyectos, en la optimización de activos existentes, participando en nuevos segmentos energéticos, a través de adquisiciones y negocios conjuntos con el mismo modelo de negocios. La estrategia de crecimiento de la Compañía está enfocada en:

- Continuar siendo Líder. IEnova cuenta con una posición de liderazgo en el negocio de transporte de gas natural, almacenamiento de GNL, almacenamiento de hidrocarburos líquidos y mantiene una posición importante respecto a la generación de energía limpia. Dichos segmentos continúan ofreciendo oportunidades de inversión dadas las necesidades de infraestructura que se requiere para proveer de energía al país.
- Mantener liderazgo en materia de sustentabilidad. Generar valor con los tres pilares fundamentales de la Compañía: ambiental, social y económico, sobre bases éticas y de gobierno corporativo. La Compañía establece su estrategia a través del Comité de Sustentabilidad que en 2021 y hasta el desliste de Compañía reportó directamente al Comité de Prácticas Societarias del Consejo de Administración. El Comité está a cargo de estrategias y políticas robustas que aseguran que todos los proyectos sean diseñados, desarrollados y operados con base en mejores prácticas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG por sus siglas en inglés). La Compañía lleva a cabo estudios de materialidad para identificar los temas ESG de mayor relevancia y para promover iniciativas de liderazgo en temas materiales específicos. Cada año, el Comité realiza una revisión de las tendencias ESG y establece objetivos basados en recomendaciones de analistas e inversionistas y en mejores prácticas internacionales, como son las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la IFC. IEnova reconoce que la diversificación de la matriz energética es necesaria para garantizar la seguridad energética del país, promover el desarrollo sustentable de México y contribuir a la transición energética global.
- Diversificar su Cartera. La Compañía cuenta con una sólida estrategia de diversificación de su base de activos y clientes. La Compañía considera que la estrategia de diversificación le ha permitido desarrollar nueva infraestructura energética respaldada con contratos a largo plazo, principalmente denominados o indexados a Dólares y aumentar su portafolio de clientes con contrapartes del sector privado de reconocida solvencia.
- Participar en Sectores Alineados al Modelo de Negocios de IEnova. Aprovechar oportunidades de negocio que se ajusten al modelo de negocios de la Compañía, desarrollando proyectos de infraestructura energética que cuenten con contratos de largo plazo, principalmente denominados o indexados a Dólares. La Compañía considera que existen importantes oportunidades de inversión en diferentes segmentos del sector energético en México que se ajustan a su modelo de negocios.
- Optimizar Activos. IEnova mantiene un programa de optimización de activos en operación que busca aumentar su valor extendiendo la capacidad y/o la vida útil de éstos.
- Operar de forma segura y confiable. La Compañía está enfocada en operar de forma segura y confiable a través de un modelo de gestión de activos regidos por estrictas políticas de seguridad y salud bajo los estándares más altos de la industria.

- Participar en Fusiones, Adquisiciones y Negocios Conjuntos. La Compañía analiza constantemente oportunidades para adquirir proyectos que complementen su cartera de activos y clientes, así como asociaciones estratégicas con compañías que busquen un socio confiable. La Compañía considera que ante una consolidación del mercado energético en México, se continuarán presentando oportunidades de fusión, adquisición y la participación en negocios conjuntos en proyectos alineados a su modelo de negocios.
- Fortalecer su Balance General. La Compañía considera que su sólido balance le ha permitido desarrollar una amplia cartera de activos y clientes. La Compañía busca mantener un balance general sólido a través de diversas estrategias de financiamiento que le permitan continuar aprovechando las oportunidades que ofrezca el mercado.

IEnova busca continuar siendo un líder en el mercado y en materia de sustentabilidad. La Compañía mantiene su firme compromiso con el desarrollo del país construyendo y operando infraestructura crítica, esencial y estratégica para proveer de energía a millones de usuarios.

Situación Financiera, resumen ejecutivo

(en miles de Dólares)

**Años terminados el
31 de diciembre de**

	2021	2020	2019
Ingresos	1,841,473	1,261,301	1,379,256
Depreciación y amortización	(212,904)	(161,972)	(155,799)
Utilidad del período	389,057	461,066	467,685

(en miles de Dólares)

Al 31 de diciembre

	2021	2020	2019
Arrendamientos financieros por cobrar, corto plazo	23,786	13,813	11,354
Arrendamientos financieros por cobrar, largo plazo	961,749	926,795	921,270
Propiedades, planta y equipo, neto	5,321,869	5,048,512	4,637,962
Activos intangibles	290,449	170,993	180,867
Crédito mercantil	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Total de activos	10,888,040	10,466,424	9,552,506
Pasivos circulantes	1,658,549	1,239,376	1,593,532
Total de pasivos a largo plazo	3,655,819	4,105,251	3,001,737
Total de pasivos	5,314,368	5,344,627	4,595,269
Total de capital contable	5,573,672	5,121,797	4,957,237

Índices

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Activo circulante a Pasivo circulante	0.5 veces	0.7 veces	0.3 veces
Pasivo total a Activo total	49%	51%	48%
Pasivo total a Capital contable	95%	104%	93%
Días de ventas en cuentas por cobrar	45 días	54 días	41 días

IEnova*, precios de cierre y volumen promedio

Fecha	Precio de cierre	Volumen promedio
2015	72.34	1,137,929
2016	90.33	2,659,053
2017	96.45	1,946,066
2018	73.27	1,822,616
2019	88.93	1,931,826
2020	77.57	2,330,324
2021**	73.70	1,453,996

*Fuente: Elaboración propia con información de Bloomberg. Datos en Pesos por acción.

**14 de octubre del 2021 fue el último día con cotización de la Compañía derivado de la oferta pública de adquisición respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova.

Factores de riesgo:

FACTORES DE RIESGO

Toda inversión en los valores de la Compañía conlleva un alto grado de riesgo. Antes de tomar cualquier decisión de inversión los inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos en esta sección, así como el resto de la información contenida en el presente Reporte, incluyendo los estados financieros de la Compañía. Las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía podrían verse afectados de manera adversa y significativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos descritos en esta sección son aquellos que en la opinión actual de la Compañía pueden afectarla de manera adversa. Es posible que existan riesgos y factores adicionales que la Compañía desconoce o no considera importantes actualmente, que también podrían afectar de manera adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus proyectos. En esta sección, las expresiones en el sentido de que un determinado riesgo o factor incierto puede o podría tener o tendrá un “efecto adverso significativo” en la Compañía, o podría afectar o afectará “en forma adversa y significativa” a la Compañía, significan que dicho riesgo o factor incierto podría tener un

efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o los proyectos de la Compañía.

Riesgos relacionados con la situación de México

La existencia de condiciones económicas y políticas desfavorables en México podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La Compañía realiza todas sus operaciones en México y su potencial de crecimiento radica principalmente en México, por lo cual depende en gran medida del desempeño de la economía nacional. En el pasado, México ha atravesado por períodos de crisis económica como resultado de factores tanto internos como externos, que se han caracterizado por, entre otras cosas, la inestabilidad en el tipo de cambio, altos índices de inflación y desempleo, aumentos en las tasas de interés, contracción de la actividad económica, disminución de los flujos de capital provenientes del extranjero y la falta de liquidez del sector bancario. Estas condiciones, así como la situación general de la economía mexicana, sobre la que la Compañía no tiene control, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Actualmente, el gobierno no limita la capacidad de las personas físicas o morales mexicanas para convertir Pesos a Dólares (sujeto a ciertas restricciones en el caso de operaciones en efectivo que involucren el pago de cantidades denominadas en Dólares a bancos mexicanos) u otras divisas; y desde 1982 no ha establecido un tipo de cambio fijo. El Peso ha sufrido importantes depreciaciones frente al Dólar en el pasado y podría depreciarse sustancialmente en el futuro. Las depreciaciones significativas del Peso pueden dar lugar al establecimiento de políticas cambiarias restrictivas por parte del gobierno, como ha ocurrido previamente tanto en México como en otros países de América Latina. Por tanto, las fluctuaciones en el valor del Peso frente a otras divisas, incluyendo especialmente el Dólar, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Según las estadísticas del Banco de México en 2021, 2020 y 2019 el PIB, cambió porcentualmente en 4.8%, -8.2% y -0.1%, respectivamente. En el supuesto de que la economía nacional sufra una nueva recesión, de que el índice de inflación o las tasas de interés aumenten sustancialmente, o de que la calificación de deuda soberana se vea afectada a la baja o de que la economía nacional se vea afectada por la pandemia del COVID-19 o cualquier otra causa, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, podrían verse afectados de manera adversa y significativa.

Los cambios en las políticas del Gobierno Federal podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

El Gobierno Federal en México ha ejercido y continuará ejerciendo una influencia significativa sobre la economía en México. Las acciones del Gobierno Federal en México concernientes a la economía y las empresas productivas del estado y privadas podrían tener un efecto significativo en el desarrollo del sector privado en México y en particular en la Compañía, así como en las condiciones de mercado, los precios y retornos de las inversiones en México.

Las elecciones al Congreso Federal en México celebradas en julio de 2018 dieron como resultado una mayoría absoluta para la coalición liderada por el Partido del Presidente de la República. Desde el año de 1997 ningún Presidente en México había contado con mayoría absoluta en la Cámara de Diputados y mayoría simple en la Cámara de Senadores. Posteriormente, el 6 de junio de 2021, se llevaron a cabo las elecciones federales intermedias para la elección de 500 miembros de la Cámara de Diputados, las cuales dieron como resultado la pérdida de la mayoría absoluta con la que contaba la coalición liderada por el Partido del Presidente de la República en la Cámara de Diputados, sin embargo, dicha coalición obtuvo la mayoría simple en la Cámara de Diputados. Tanto el Presidente como los nuevos funcionarios de su partido, con el apoyo de su coalición, continuarán determinando las políticas del país y podrían proponer y aprobar nuevas leyes y reglamentos, lo cual podría tener como resultado un cambio adverso en las condiciones económicas, políticas, jurídicas y sociales de México, así como contribuir a la incertidumbre económica del país.

Adicionalmente, el Ejecutivo Poder Federal ha llevado a cabo y expresado sus intenciones de llevar a cabo ciertos cambios sustanciales a las políticas y leyes del país, incluyendo la inclusión de diversas medidas de austeridad, la cancelación de ciertos fideicomisos gubernamentales, las modificaciones al sistema de pensiones, y al sistema de generación y distribución de energía nacional, entre otras. Asimismo, ha declarado que buscará la descentralización del gobierno. En este sentido, podrían existir importantes cambios en la constitución, leyes, políticas y reglamentos, o disminuir o eliminar la independencia de organismos o dependencias semiautónomas o descentralizadas, lo cual podría cambiar la situación económica, jurídica y política del país. La Compañía no puede predecir si la nueva administración podría implementar cambios sustanciales a las leyes, políticas y reglamentos en México, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en el negocio de la Compañía, en sus actividades, su situación financiera y sus operaciones.

Por otro lado, las medidas adoptadas por el gobierno mexicano con respecto a la economía y a las empresas productivas del Estado podrían tener un efecto significativo en las empresas del sector privado en general, y en la Compañía en particular, así como en las condiciones y los precios de mercado y en los rendimientos de los valores de emisoras mexicanas, incluyendo los valores de la Compañía.

Los activos de la Compañía pueden estar sujetas a expropiación directa o indirecta por parte del gobierno mexicano y esto podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Los activos de la Compañía, que se encuentran ubicados en México, pueden estar sujetos a expropiación directa o indirecta por parte del gobierno mexicano. La Compañía se dedica al negocio de generación, almacenamiento, transporte y distribución de energía y, como tal, el negocio o los activos pueden ser considerados por el gobierno mexicano como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, el negocio de la Compañía está sujeto a incertidumbres políticas, incluida la expropiación o nacionalización del negocio o activos, pérdida de concesiones o permisos, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

En tal caso, es posible que la Compañía tenga derecho a recibir una compensación por la transferencia de sus activos según la ley aplicable. Sin embargo, es posible que el precio recibido no sea suficiente y es posible que deba emprender acciones legales para reclamar una compensación adecuada. El negocio, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

Podrían aprobarse reformas fiscales nuevas y no anticipadas.

La legislación tributaria en México sufre modificaciones constantemente por lo que no hay garantía de que el régimen legal, incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, en materia fiscal no sufra modificaciones en el futuro que pudiesen afectar las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía. Véase la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de la operación - Reformas fiscales.”

La Compañía podría verse afectada adversamente debido a los sucesos económicos y políticos en Estados Unidos.

Las condiciones económicas en México están fuertemente correlacionadas con el desarrollo económico en los Estados Unidos debido al alto grado de actividad entre los dos países, incluyendo el comercio facilitado por el Tratado Estados Unidos-México-Canadá (T-MEC o USMCA, indistintamente), así como la proximidad física. Adicionalmente, el desarrollo político en los Estados Unidos, incluyendo cambios en las políticas de administración y gobierno, podrían tener un impacto en el tipo de cambio USD-MXN, las condiciones en México y los mercados de capital global. Las exportaciones de una buena parte de los productos relacionados con la energía de México hacia Estados Unidos han gozado hasta el momento de un arancel cero bajo el T-MEC y previamente, bajo el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).

El desarrollo y fortalecimiento del sistema de acciones colectivas podría afectar de manera adversa las operaciones de la Compañía.

Desde 2011, en México existe un marco legal que permite el ejercicio de acciones colectivas en materia de relaciones de consumo de bienes o servicios y en materia ambiental. Esto podría resultar en la interposición de acciones colectivas en contra de la Compañía por parte de sus clientes u otros participantes del mercado. Debido a la falta de antecedentes judiciales en la interpretación y aplicación de dichas leyes, la Compañía no puede anticipar el resultado de cualquier acción colectiva interpuesta en su contra conforme a dichas leyes, incluyendo el alcance de cualquier responsabilidad y el impacto de dicha responsabilidad en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o, sus perspectivas.

Los cambios en el valor relativo del Peso frente al Dólar podrían afectar en forma adversa y significativa a la Compañía.

El tipo de cambio del Peso frente al Dólar es importante para la Compañía debido al efecto en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y sus perspectivas. Como se explica a continuación, en términos generales las depreciaciones del Peso dan lugar al crecimiento de los márgenes de operación de la Compañía, en tanto que las apreciaciones tienen el efecto contrario. Esto se debe a que el importe total de las ventas netas denominadas en Dólares o vinculadas al Dólar es superior al importe total de sus costos denominados en Pesos. Adicionalmente, una depreciación del Peso podría afectar las cuentas por cobrar y por pagar, así como los activos y pasivos por impuesto diferidos denominados en Pesos. En 2021, la inestabilidad económica causada por la pandemia del COVID-19 resultó en una alta volatilidad de la paridad cambiaria. Véase la sección “Comentarios y Análisis de la Administración sobre la situación Financiera y Resultados de Operación – Efectos del Tipo de Cambio sobre los Impuestos a la Utilidad.”

La mayoría de las ventas netas de la Compañía están denominadas en Dólares o vinculadas al valor de dicha moneda. Sin embargo, una parte del costo de los bienes vendidos de la Compañía, incluyendo los costos relacionados con la mano de obra y otros gastos de venta, generales y administrativos, se facturan en Pesos. Además, la Compañía paga impuestos en Pesos y las obligaciones de deuda en las que incurra en el futuro podrán estar denominadas en Pesos. En consecuencia, las apreciaciones o depreciaciones reales en el valor del Peso frente al Dólar pueden afectar los márgenes de operación de la Compañía. La decisión de política monetaria por parte de la Reserva Federal de los Estados Unidos y del Banco de México podría también afectar el tipo de cambio del Peso frente al Dólar. Las fluctuaciones en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Un aumento en las tasas de interés en Estados Unidos podría impactar adversamente la economía mexicana y por lo tanto tener un efecto adverso en la situación financiera o desempeño de la Compañía.

Un aumento en las tasas de interés en Estados Unidos que no conlleve un incremento de las tasas de interés en México y por lo tanto haga que el diferencial de tasas de interés entre ambos países se reduzca, podría redireccionar el flujo de capital de mercados emergentes hacia los Estados Unidos, ya que los inversionistas podrían obtener mayores rendimientos ajustados a los riesgos en economías mayores y más desarrolladas, en lugar de México. Por lo tanto, para las compañías en mercados de economías emergentes, como la de México, podría ser más difícil y costoso la obtención de créditos o el refinanciamiento de su deuda existente. Lo anterior podría afectar de manera adversa el potencial de crecimiento económico de la Compañía y podría afectar de manera adversa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La violencia en el país ha afectado y podría seguir afectando en forma adversa a la economía nacional y podría tener un efecto adverso en la situación financiera o el desempeño de la Compañía.

En los últimos años, el nivel de violencia en el país se ha incrementado considerablemente. El aumento en la violencia ha tenido efectos adversos sobre la actividad económica en el país. Además, la inestabilidad social y los acontecimientos de orden social y político adversos ocurridos en México, también podrían afectar en forma significativa a la Compañía en sus actividades, situación financiera, resultados de operación, flujos de efectivo y/o las perspectivas. Adicionalmente, el crimen violento podría incrementar el costo de los seguros y otros valores. La Compañía no puede asegurar que el nivel de violencia y crimen en México, de los cuales no

tiene control, pueda disminuir o incrementarse. Un incremento en los niveles de violencia podría afectar de manera adversa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Los acontecimientos ocurridos en otros países y las percepciones de riesgo de los inversionistas, especialmente por lo que respecta a los Estados Unidos y a países en mercados emergentes, podrían afectar en forma adversa los precios de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas.

Los precios de mercado de los valores emitidos por empresas mexicanas se ven afectados en distinta medida por la situación económica y del mercado en otros lugares, incluyendo los Estados Unidos, China, América Latina y otras regiones de mercados emergentes. Por tanto, las reacciones de los inversionistas ante los acontecimientos ocurridos en cualquiera de estas regiones podrían tener un efecto adverso sobre el precio de mercado de los valores emitidos por empresas mexicanas. Las crisis ocurridas en los Estados Unidos o en países con mercados emergentes podrían provocar disminuciones en los niveles de interés en los valores emitidos por emisoras mexicanas.

En el pasado, el surgimiento de condiciones económicas adversas en otros países emergentes ha dado lugar a fugas de capital y, en consecuencia, a disminuciones en el valor de la inversión extranjera en México. La crisis financiera que surgió en los Estados Unidos durante el tercer trimestre de 2008, por ejemplo, desató una recesión a nivel global; de manera similar la pandemia de COVID-19 ha resultado en reducciones sin precedentes en la actividad económica global. Estos eventos han afectado de manera adversa la economía y los mercados de valores de México y han provocado, entre otras cosas, fluctuaciones en los precios de compra y venta de los valores emitidos por las empresas que se cotizan entre el público, escasez de crédito, recortes presupuestales, desaceleración económica, volatilidad en los tipos de cambio y presiones inflacionarias. El resurgimiento de cualquiera de estas condiciones afectaría en forma adversa el precio de mercado de los valores emitidos por empresas mexicanas y dificultaría el acceso de estas a los mercados de capitales para financiar sus operaciones futuras, en términos aceptables o del todo.

A la fecha de la emisión de este Reporte, el conflicto entre Ucrania y Rusia no ha tenido un impacto material en nuestros resultados consolidados de operación, posición financiera consolidada y flujos de efectivo correspondientes; sin embargo, continuaremos monitoreando los riesgos asociados que puedan alterar las operaciones ordinarias de la Compañía y podrían tener un efecto adverso importante en la situación financiera, los resultados de operación, y los flujos de efectivo consolidados de la Compañía.

Riesgos Geopolíticos, tal como el conflicto en Ucrania, pueden afectar negativamente a la Compañía al incrementar riesgos relacionados con amenazas de seguridad cibernética, generar costos significativos de carácter legales y de otro tipo, o resultar en la cancelación de ciertos contratos clave, o bien afectar negativamente nuestras relaciones con clientes, proveedores o socios a largo plazo. Estas condiciones podrían afectar negativamente la confiabilidad de los ingresos de ciertos proyectos de la Compañía y las perspectivas de cualquier proyecto de desarrollo implicado.

La economía nacional también se ve afectada por la situación económica y de los mercados a nivel mundial en general, y en los Estados Unidos en particular. Por ejemplo, históricamente los precios de los valores que se cotizan en la BMV han sido sensibles a las fluctuaciones en las tasas de interés y los niveles de actividad en los principales mercados de valores de los Estados Unidos. La economía nacional también puede verse afectada por los aranceles impuestos por China y los Estados Unidos a sus respectivas importaciones, ya que la imposición de aranceles puede desestabilizar las cadenas de suministro o producción de bienes a nivel global y nacional, además de incrementar costos de producción. Es posible que estos aranceles se mantengan (o, inclusive, incrementen) indefinidamente. Esta situación podría impactar negativamente las economías estadounidenses, chinas, y de otros países, incluyendo México. La Compañía no puede garantizar que estos eventos no tendrán un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La existencia de condiciones económicas adversas en los Estados Unidos, la cancelación o renegociación del T-MEC y otros acontecimientos similares, podrían tener un efecto adverso en la situación económica de México. La Compañía no puede garantizar que los hechos acaecidos en los Estados Unidos, en países con mercados emergentes o en otros lugares, no tendrán un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía podría verse afectada en forma adversa y significativa por violaciones a las leyes anticorrupción en México, la Ley para Combatir las Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos y a otras leyes similares aplicables a nivel mundial.

Las leyes de que derivan del Sistema Nacional Anticorrupción en México; la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los E.U.A. y las leyes y tratados internacionales en la materia, prohíben y sancionan la corrupción definida como “al abuso de un cargo público o privado para obtener un beneficio personal”. En este sentido, resulta ilegal sobornar a un funcionario público, entendiendo por soborno el ofrecimiento de dinero u objetos de valor a una persona para conseguir un favor, contrato, negocio o beneficio de cualquier índole o tamaño o para que no cumpla con una determinada obligación. Las leyes anticorrupción prohíben regalar algo de valor, o hacer un pago, para obtener favor de funcionarios, candidatos o partidos políticos. Esta prohibición se extiende a los amigos y familiares del funcionario.

Todos los colaboradores de la Compañía o representantes de esta involucrados en transacciones o actividades en México o en el extranjero deben obedecer las normas anticorrupción locales e internacionales. La compañía cuenta con políticas y procedimientos que prevén que cualquier empleado y/o tercero que cometa una violación de las leyes nacionales e internacionales en materia de corrupción sea debidamente sancionado internamente y, en su caso, hacer del conocimiento de las autoridades competentes dicha conducta. IEnova efectúa sus negocios con honestidad, integridad y de acuerdo con estándares éticos y legales y espera y trabaja para que sus colaboradores cumplan con todas las leyes aplicables donde se realice el negocio.

Los particulares que cometan una violación a las leyes anticorrupción podrían ser vinculadores a faltas graves, tales como: soborno, participación ilícita en procedimientos administrativos, tráfico de influencias, utilización de información falsa, obstrucción de facultades de investigación, colusión, uso indebido de recursos públicos y contratación indebida de exservidores públicos. Estas faltas pueden ser cometidas tanto en transacciones locales como comerciales internacionales y las sanciones abarcan desde sanción económica, inhabilitación temporal para participar en adquisiciones, arrendamientos, servicios u obras públicas, indemnización por daños y perjuicios ocasionados a la hacienda pública, suspensión de actividades, y disolución de la sociedad respectiva.

La violación o las acusaciones de presunta violación de estas leyes podrían afectar las operaciones de la Compañía y tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La continuidad del negocio de la Compañía podría verse afectada por medidas implementadas por los gobiernos de México y otros países para prevenir la diseminación entre la población de enfermedades contagiosas, incluyendo el nuevo coronavirus.

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró pandemia el brote de COVID-19. El brote, y las medidas adoptadas para contenerlo o mitigarlo, han tenido consecuencias adversas para la economía mundial, incluyendo en la demanda, operaciones, cadenas de suministro y mercados financieros. El gobierno mexicano ha aplicado diversas medidas para controlar la propagación del COVID-19, incluyendo acciones extraordinarias, como el cierre de escuelas, restricciones a la movilidad, confinamiento forzoso y la suspensión de actividades no esenciales, en las regiones más afectadas. Es imposible predecir cuánto tiempo durará la pandemia del COVID-19, o las medidas a ser tomadas en el futuro para prevenir su propagación. El alcance total de la pandemia, las restricciones comerciales y de viaje relacionadas y los cambios en el comportamiento destinados a reducir su propagación continúan siendo inciertos, ya que esto continúa evolucionando a nivel mundial.

El sector energético es un sector de interés económico esencial en México y el mundo. COVID-19 no ha detenido la actividad del sector energético, aunque la demanda de electricidad, gas natural, gasolina y otros combustibles podría disminuir. El alcance de dicha disminución y su duración dependerá de cómo evolucione la pandemia. La actividad en el sector energético no puede detenerse: la electricidad, el gas natural, la gasolina y otros combustibles deben seguir llegando a los consumidores. No se espera que la operación y servicios de IEnova se detengan; sin embargo, medidas que puedan ser tomadas por las autoridades locales o

federales con la finalidad de disminuir el número de contagios a causa del COVID-19, podrían tener impacto en las actividades de desarrollo y construcción de proyectos de la Compañía.

La gran mayoría de los contratos de la Compañía son "take or pay". No obstante, IEnova continuará evaluando la capacidad de recuperación y la cobranza teniendo en cuenta el efecto en la cadena de suministro. Es posible que ciertos clientes experimenten retrasos en los pagos y otros detengan temporalmente sus operaciones.

IEnova tiene suficiente liquidez para cumplir con sus costos de operación y obligaciones financieras. Al 31 de marzo de 2022, la Compañía tenía aproximadamente USD\$2,000 millones de liquidez considerando efectivo, equivalentes de efectivo y líneas de crédito comprometidas.

El alcance total en que COVID-19 podría afectar los resultados de operación o liquidez de la Compañía es incierto. Dada la velocidad y frecuencia de los acontecimientos con respecto a esta pandemia, los cuales están en constante evolución; la Compañía continúa evaluando la magnitud del impacto en su negocio, operación, liquidez, resultados operativos o situación financiera. El Consejo de Administración y la alta gerencia trabajan de manera continua para minimizar el impacto negativo de la pandemia COVID-19 a través de la planeación de crisis, comunicación efectiva y cooperación.

En la medida en que tanto la pandemia de COVID-19 como las medidas adoptadas por las autoridades para contenerla afecten de manera adversa el negocio y los resultados financieros de la Compañía, éstas también podrían potencializar muchos de los otros riesgos descritos en la presente sección de "Factores de Riesgo".

Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía

La Compañía opera en una industria altamente regulada y su rentabilidad depende de su capacidad para cumplir de manera oportuna y eficiente con las distintas leyes y reglamentos aplicables.

La Compañía opera al amparo de las leyes y reglamentos expedidos por diversas autoridades gubernamentales a nivel federal, estatal y municipal; y está obligada a obtener y mantener una gran cantidad de permisos, licencias y otras autorizaciones gubernamentales con relación a sus actividades. Además, en algunos casos, los precios que la Compañía cobra por sus productos y servicios están sujetos a tarifas reguladas establecidas por dichas autoridades. Esta regulación y estos permisos podrían limitar la flexibilidad operativa de la Compañía, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Por ejemplo, para obtener la opinión favorable de la COFECE con respecto a los permisos necesarios para el Gasoducto Rosarito, la Compañía se comprometió a vender las operaciones de su sistema de distribución de gas natural ECOGAS en Mexicali. La Compañía asumió esta obligación en el 2000 y ha hecho esfuerzos de buena fe para cumplir con la misma, sin embargo, diversos inconvenientes económicos han dificultado la desincorporación de los activos de distribución de Mexicali, lo cual se ha hecho de conocimiento de la COFECE.

Las tarifas reguladas que la Compañía cobra a los usuarios de sus servicios son ajustadas periódicamente por la CRE en términos de lo dispuesto por la legislación aplicable, y pueden tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía. El desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura de energía podría requerir la obtención de permisos adicionales de la SEMARNAT, de la ASEA, de la CRE, de la SCT, de la SEMAR y de la SENER, con la opinión favorable de la COFECE, factibilidades de interconexión de las centrales eléctricas al SEN otorgadas por CENACE y la capacidad de la Compañía para obtener dichos permisos podría verse afectada por diversos factores, incluyendo los cambios en las políticas energéticas.

La Compañía no puede predecir el sentido en el que las leyes y reglamentos que rigen sus actividades se reformarán en el futuro, ni el efecto que este cambiante entorno regulatorio tendrá en sus operaciones y el desarrollo de proyectos – ver Factor de Riesgo "La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades". Además, dada la complejidad y duplicidad de los regímenes federales, estatales y municipales bajo los que opera la Compañía, es posible que de tiempo en tiempo ésta descubra la falta o el incumplimiento de uno o varios permisos necesarios. En el supuesto de demora en la obtención de cualquier autorización o permiso necesario para las actividades de la Compañía, o que ésta

no logre obtener o mantener cualquiera de dichas autorizaciones o permisos, podría verse en la imposibilidad de construir y operar sus proyectos de infraestructura de energía o verse obligada a incurrir en costos adicionales, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Véase la sección “Actividades de la Compañía - Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.”

La Compañía está sujeta a una gran cantidad de disposiciones en materia ambiental, hidrocarburos, social, salud y seguridad industrial que se pueden volver más estrictas en el futuro y pueden generar mayores responsabilidades y requerir mayores inversiones en activos.

Las actividades de la Compañía están sujetas a un exhaustivo sistema de disposiciones legales federales, estatales y municipales en materia ambiental, hidrocarburos, social, de salud y seguridad industrial y operativa, así como a supervisión por parte de las autoridades gubernamentales responsables de aplicar las leyes, reglamentos, disposiciones administrativas de carácter general, normas oficiales mexicanas, normas técnicas y políticas expedidas por las mismas. Entre otras cosas, estas leyes, disposiciones, reglamentos y normas obligan a la Compañía a obtener y mantener licencias ambientales, de salud y seguridad industrial para las etapas de construcción y operación de sus instalaciones, incluyendo las dedicadas al almacenamiento, licuefacción, transporte y distribución de gas natural, etano, Gas LP y productos refinados, y a la generación de energía eléctrica. Estas leyes, reglamentos y normas también pueden obligar a la Compañía a obtener y mantener los siguientes permisos y autorizaciones para la construcción y operación de sus instalaciones: de impacto social, de impacto y riesgo ambiental; sistema de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente (SASISOPA); autorizaciones de programas de prevención de accidentes; autorizaciones de cambio de uso en terrenos forestales; visto bueno de obras en áreas de monumentos arqueológicos o donde se presume su existencia ante el INAH, registros de pólizas de responsabilidad civil y ambiental; licencia ambiental única para las instalaciones generadoras de emisiones a la atmósfera; impacto ambiental estatal, permisos de uso de suelo, zonificación y licencias de construcción; autorizaciones para el manejo y disposición de residuos, incluyendo los residuos peligrosos, residuos de manejo especial y residuos sólidos urbanos; títulos de concesión para el uso y aprovechamiento de aguas nacionales y descarga de aguas residuales; y títulos de concesión para el uso y ocupación de zonas federales, construcción de infraestructura marítima o instalación de nuevos equipos y vertimientos zonas marinas mexicanas, entre otros. Véase la sección “Descripción del Negocio - Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.” La falta de obtención o la incapacidad de conservar estas autorizaciones, licencias, permisos y concesiones podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Aun cuando se obtengan estas autorizaciones, permisos, concesiones y licencias, el cumplimiento de sus términos y condiciones podría resultar costoso, difícil o económicamente inviable, afectando las futuras actividades de la Compañía. Además, las autoridades gubernamentales podrían verificar oficiosamente el cumplimiento de las autorizaciones y en su caso, substanciarían acciones en contra de la Compañía por la falta de cumplimiento de las leyes, reglamentos, disposiciones administrativas, normas oficiales mexicanas, normas técnicas y políticas expedidas por las mismas, o por razones de índole político y social, así como cambio en la interpretación de la normatividad aplicable. Estas medidas podrían incluir, entre otras, la imposición de multas, penalidades, obligaciones de remediación y compensación económica del daño ambiental, renegociación de contratos, el embargo de la maquinaria y equipo, la revocación de las licencias, demoras en la entrega de permisos claves de construcción u operación, la clausura temporal o permanente de la totalidad o parte de una instalación e, inclusive, penas privativas de libertad, cuando las violaciones a las disposiciones en materia ambiental constituyan delitos ambientales o contra la gestión ambiental o cuando las violaciones a las disposiciones en materia de hidrocarburos constituyan delitos en dicha materia. El incumplimiento de disposiciones en materia social, ambiental, hidrocarburos, salud y seguridad industrial más estrictas, incluyendo como resultado de cualquier evento de contaminación ambiental de la que la Compañía llegue a resultar responsable en el futuro, podría forzar a la Compañía a distraer recursos con el objeto de efectuar inversiones en activos y tener un efecto adverso en sus resultados de operación y condición financiera. Además, el cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas oficiales mexicanas, normas técnicas y políticas en materia social, ambiental, hidrocarburos, salud y de seguridad industrial, entre otras, incluyendo la obligación de obtener las licencias, permisos, concesiones y/o autorizaciones necesarias, podría ocasionar retrasos en los calendarios de construcción y modernización de los proyectos y/o instalaciones de licuefacción, almacenamiento, transporte, compresión y distribución de gas natural y otros hidrocarburos, y generación de energía eléctrica de la Compañía. Los particulares y las organizaciones no gubernamentales en calidad de afectados también podrían emprender acciones legales y denuncias para exigir el cumplimiento de las disposiciones aplicables en materia ambiental y el pago de daños por las lesiones personales, o de terceros, o los daños

ambientales o en bienes que sufran como resultado de la falta de cumplimiento de las mismas, así como, la compensación económica y las acciones de remediación por cualquier daño ambiental, independiente de cualquier responsabilidad civil, penal o administrativa. Finalmente, en el tema social, los conflictos, las expectativas, exigencias y oposiciones por los grupos sociales y políticos también podrían retrasar la obtención de permisos y la implementación de calendarios de los proyectos, así como el cumplimiento de las medidas de mitigación de impactos negativos, ampliación de impactos positivos, planes de inversión social y estrategias de comunicación. La inexistencia de una ley de consulta indígena ha generado un vacío legal aprovechado por diversas organizaciones y grupos ambientalistas y/o sociales para frenar proyectos por la vía del amparo. La falta de cumplimiento con lo dispuesto por estas autorizaciones, licencias, permisos y concesiones podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a la legislación aplicable en materia de prevención de delitos. De conformidad con el sistema de responsabilidad penal de las personas jurídicas, la Compañía podría ser requerida para demostrar que existen controles organizacionales para prevenir delitos asociados con los inmuebles relacionados con sus activos. Particularmente los delitos relacionados con afectaciones ambientales, el lavado de dinero, los delitos contra la salud y los delitos que atentan en contra de la propiedad.

México es parte de diversos tratados internacionales en materia de la protección y salvaguarda del ambiente. La Compañía prevé que la regulación de sus actividades por las leyes y reglamentos federales, estatales y municipales en materia ambiental continuará aumentando y se volverá más estricta con el paso del tiempo, y que dicha regulación se verá influenciada por los tratados internacionales. Dichos tratados, una vez ratificados por el Senado mexicano, adquieren fuerza de Ley mexicana. El 15 de julio de 2020, fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el Decreto promulgatorio del Acuerdo en Materia de Cooperación Ambiental entre los Gobiernos de los Estados Unidos Mexicanos, de los Estados Unidos de América y de Canadá, acuerdo paralelo al T-MEC, el cual sustituyó al Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte (NAAEC por sus siglas en inglés), el cual tiene entre sus objetivos promover políticas de apoyo mutuo, así como fortalecer y modernizar la cooperación entre las tres naciones parte del T-MEC, frente al cumplimiento de leyes en materia ambiental; consta de 17 artículos. Este Acuerdo recupera los arreglos institucionales del NAAEC, amplía las áreas de cooperación, abre la posibilidad de establecer asociaciones y crea mejores vínculos con el capítulo ambiental contenido en el T-MEC. No obstante que el Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte no faculta a ninguna de las autoridades en materia ambiental de los tres países partes del T-MEC, para aplicar las leyes de otro país, en el supuesto de que alguno de dichos países incumpla con su obligación de aplicar sus leyes podrá verse sujeto al procedimiento de solución de conflictos establecido en el acuerdo, lo cual podría dar como resultado la imposición de multas y, en algunos casos, la suspensión de los beneficios derivados del T-MEC, lo que a su vez podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Paralelamente, en el tema social, la implementación de los Principios de Ecuador cobra mayor relevancia y su cumplimiento es supervisado por las entidades financieras internacionales, por lo que su desatención podría significar falta de acceso a financiamientos y créditos.

Es difícil predecir el alcance social y efecto de las nuevas leyes y reglamentos en materia ambiental, dichos cambios podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía en caso de tener efectos retroactivos o para los nuevos proyectos, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental promulgada el 7 de julio de 2013, podría incrementar sustancialmente las responsabilidades de la Compañía relacionadas con los daños ocasionados al ambiente en México toda vez que dicha ley amplió las responsabilidades por la violación de leyes ambientales. En el caso de una acción u omisión intencional e ilegal, la parte responsable sería multada hasta por aproximadamente \$103.7 millones de pesos conforme a las unidades de salario mínimo vigente para 2022, independientemente de las acciones de reparación o compensación del daño que se establezcan. El régimen de responsabilidad ambiental es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil y penal. Sin embargo, la Compañía no puede predecir el resultado de cualesquier acciones bajo la ley, incluyendo el alcance de las responsabilidades que la Compañía podría enfrentar. Bajo la ley, las sanciones y los costos de remediación o compensación de cualquier daño ambiental podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Véase la sección “Legislación aplicable y situación tributaria - Cuestiones Ambientales.”

La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades.

Desde 2019 han habido diversas reformas, así como iniciativas de reformas, a la regulación y legislación del sector de electricidad que pueden llegar a afectar las actividades de la Compañía.

El 28 de octubre de 2019, la SENER emitió el *Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014*, con el objeto de permitir el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias – instrumentos introducidos en 2014 derivado de la reglamentación de la Reforma Constitucional en materia energética con la finalidad de fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de energías limpias – a centrales de generación que iniciaron operaciones previo a 2014, las cuales son propiedad principalmente de CFE.

El 29 de abril de 2020 el CENACE emitió el *Acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red eléctrica nacional, debido al reconocimiento de la enfermedad epidémica del virus SARS-CoV2 (COVID-19)*, mismo que suspendió las pruebas preoperativas de las centrales eléctricas eólicas y fotovoltaicas.

El 18 de mayo de 2020, la SENER publicó en el DOF el acuerdo por el que se emite la *Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional*, misma que tenía por objeto instaurar los lineamientos generales que permitían garantizar el suministro eléctrico bajo el principio de confiabilidad y contribuir a una planeación y operación racional integral del Sistema Eléctrico Nacional, misma que ya fue declarada inconstitucional por la Suprema Corte de Justicia de la Nación y por diversos juzgados.

El 28 de mayo de 2020 la CRE autorizó la resolución número *RES/893/2020, mediante la cual expide los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica a precios de 2018 que aplicará CFE Intermediación de Contratos Legados, S.A. de C.V. a los titulares de contratos de interconexión legados*, misma que incrementó desproporcionalmente los cargos por servicios de transmisión de las centrales eléctricas que tiene un permiso conforme a la legislación previa a la reforma energética.

El 7 de octubre de 2020 la CRE publicó la *Resolución de la CRE por la que se modifican las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía eléctrica o suministro eléctrico, contenidas en la resolución número RES/390/2017*, misma que tiene la finalidad de restringir la modificación de los permisos para realizar altas, bajas y cambios de centros de carga e incluir nuevos socios en los planes de expansión de las sociedades de autoabastecimiento.

Con fecha 9 de marzo de 2021, SENER publicó “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica, como resultado de la iniciativa presentada por el Presidente que fue aprobada por el Congreso de la Unión el 2 de marzo de 2021. En dicha reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, tiene como objetivo: fortalecer a la Comisión Federal de Electricidad y para estos efectos, se plantean, entre otras cosas, medidas con la finalidad de: (a) priorizar el despacho de centrales eléctricas propiedad de CFE supuestamente con el objetivo de garantizar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; (b) establecer que el otorgamiento de los permisos a que refiere la Ley de la Industria Eléctrica deben sujetarse a los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional emitidos por SENER, así como limitar los supuestos en los que se puede solicitar y obtener el derecho de interconexión a las redes de transmisión y distribución; (c) prever que cualesquier centrales eléctricas que generen Energías Limpias, sin que dependan de la propiedad o la fecha de inicio de operación comercial, tendrán derecho al otorgamiento de certificados de energías limpias, incluso las que iniciaron operaciones previo a la Reforma Energética; (d) eliminar la obligatoriedad de CFE Suministrador de Servicios Básicos de celebrar contratos de cobertura eléctrica adjudicados únicamente mediante subastas; (e) facultar a la CRE a revocar permisos de autoabastecimiento otorgados al amparo de la LSPEE en caso de que se hayan obtenido por medio de actos que constituyen un “fraude a la ley”; y (f) facultar al Gobierno Federal para revisar los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica suscritos por CFE con productores independientes de energía al amparo de la LSPEE.

En paralelo a la publicación de las reformas descritas anteriormente, no obstante que la legislación y regulación aplicables prevén plazos legales máximos para la emisión de permisos y autorizaciones gubernamentales, durante la actual administración, en la práctica los procedimientos de tramitación y obtención de permisos con la CRE y SENER han excedido significativamente dichos plazos.

Todas las reformas al marco legal y regulatorio, indicadas en los párrafos anteriores, fueron impugnadas mediante diversos juicios de amparo por participantes del sector y organizaciones no gubernamentales. La Compañía ha participado de la interposición de ciertas demandas de amparo con el fin de preservar sus intereses.

En los procedimientos jurisdiccionales entablados en contra de las reformas antes descritas se ha, obtenido la suspensión total o parcial de la aplicación de dichas modificaciones de manera inicial y hasta en tanto el fondo del asunto en los juicios correspondiente sea resuelto. La emisión de sentencias definitivas en los distintos procedimientos jurisdiccionales se encuentra pendiente, con excepción de lo relativo a: (i) el Acuerdo CENACE que fue declarado inconstitucional por un Juez de Distrito, (ii) a la Política de la confiabilidad emitida por la SENER en mayo de 2020, la cual, previa opinión de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, fue dejada sin efectos por la propia SENER, y (iii) la RES 893/2020 que aumentaba el monto de las tarifas de porteo para centrales legadas contra la cual los activos de la Compañía afectados obtuvieron amparos que cancelan definitivamente la aplicación de la RES 893/2020 en su contra.

En el caso particular de la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, además de ser impugnada mediante diversos juicios de amparo por participantes del sector, ésta fue impugnada mediante controversias constitucionales interpuestas por COFECE y gobiernos estatales y mediante una acción de inconstitucionalidad interpuesta por dos terceras partes de la Cámara de Senadores del Congreso de la Unión. La Suprema Corte de Justicia de la Nación ha desestimado la acción de inconstitucionalidad al no haberse reunido la votación calificada necesaria para su procedencia y ha sobreseído ciertas controversias constitucionales por diversas razones sin entrar al estudio del fondo de los asuntos. Toda vez que la Suprema Corte de Justicia de la Nación no ha emitido algún precedente vinculante en la materia, los tribunales federales a cargo de la resolución de los amparos interpuestos contra la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica serán los responsables de resolver sobre la inconstitucionalidad de dicha reforma y, en su caso, crear jurisprudencia sobre el particular.

Una decisión final desfavorable sobre impugnaciones de amparo, o la posibilidad de una disputa prolongada, así como la imposibilidad de la Compañía de obtener los permisos necesarios, podría afectar su capacidad para operar las instalaciones eólicas y solares que ya están en servicio a los niveles existentes o en absoluto, pueden resultar en aumento de costos para la Compañía y sus clientes. Dicha situación podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

El 1 de octubre de 2021, el Titular del Ejecutivo Federal presentó a la Cámara de Diputados, una iniciativa para reformar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de electricidad. Dicha iniciativa pretendía reconvertir la industria eléctrica en un área estratégica a cargo exclusivamente del Estado y, en particular, de CFE, respecto de todas las actividades de la cadena de valor. Para ello, la iniciativa ordenaba la revocación o cancelación de todos los permisos y contratos otorgados a particulares y establecía un límite de participación privada en la generación de energía eléctrica del 46%. Si bien se establecía que ciertos proyectos podrían continuar operando hasta un límite del 46% de generación nacional (donde CFE tendría el otro 54%), lo anterior solo se hubiera permitido para efectos de suministrar a CFE compitiendo mediante la oferta de los precios más bajos y donde CFE determinaría los términos y condiciones de contratación. Por otro lado, a los proyectos de autoabastecimiento cuyos permisos se encuentren en contravención al marco normativo aplicable no les sería permitido continuar operando. El 17 de abril de 2022 la Cámara de Diputados desechó el proyecto de reforma constitucional.

El 30 de marzo de 2022, la CRE publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución número A/006/2022 por la que se expiden las “Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de Permisos de Generación de Energía Eléctrica”, las cuales abrogan las disposiciones previas que regulaban los requisitos para la obtención de permisos de generación de energía eléctrica emitidas el 8 de abril de 2015 bajo la resolución RES/182/2015, estableciendo requisitos más estrictos para tales efectos, de manera que la CRE tiene mayor discrecionalidad en los procesos de otorgamiento de permisos.

Derivado de lo anterior, es posible que la Compañía tenga complicaciones en solicitar y obtener permisos de generación de energía eléctrica en el futuro, lo cual restringiría las posibilidades de la Compañía de desarrollar nuevos proyectos.

Por otro lado, el 4 de mayo de 2021 se publicó la reforma a la Ley de Hidrocarburos (LH). La Reforma otorga a la SENER y a la CRE facultades adicionales para suspender y terminar anticipadamente los permisos de las actividades del título tercero de la LH a que se dedican las empresas del grupo. Con esta reforma procederá la suspensión por el tiempo que determine la SENER o la CRE cuando se prevea un peligro a la seguridad nacional, seguridad energética, o para la economía nacional, independientemente de la conducta del permisionario, quien además será sancionado si actúa con dolo. Asimismo se incluirán como nuevas causales para la revocación de permisos el que el permisionario (i) realice su actividad regulada con productos ilegalmente importados o respecto de los cuales no se hayan pagado impuestos (de contrabando) o (ii) reincida en el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos o en la modificación sin autorización de las condiciones técnicas de sistemas, ductos, instalaciones o equipos (supuestos que antes suponían el incremento de multas). Adicionalmente, para el caso de permisos existentes, los artículos transitorios contemplan que las autoridades competentes revocarán aquellos permisos que: (i) incumplan con los requisitos de almacenamiento mínimo establecido por SENER a la fecha en que entre en vigor el decreto de reformas o (ii) que a la entrada en vigor del decreto de reformas, no cumplan con los requisitos establecidos en la LH o infrinjan las disposiciones de la LH. De igual forma, los permisos caducarán en los casos de que el permisionaria no ejerza los derechos en el plazo establecido en el permiso, o a falta de plazo, por un periodo consecutivo de trescientos sesenta y cinco días naturales.

La Compañía como otros muchos participantes del mercado iniciaron juicios de amparo contra la reforma a la Ley de Hidrocarburos, sin embargo, han sido desechadas por el Poder Judicial bajo el argumento que su sola publicación no afecta a los gobernados, en este orden de ideas, si la reforma es aplicada a cualquiera de los activos de la Compañía el juicio deberá proceder contra ese acto.

El 11 de junio de 2021, el gobierno federal de México modificó las Normas Generales de Comercio Exterior para impedir que particulares obtengan o aquellos que ya tuvieron no pudieran renovar autorizaciones en materia de Lugar Diferente Autorizado ("LDA"). Las autorizaciones de LDA permiten que las terminales y otros tipos de infraestructura (por ejemplo, boyas, camiones cisterna) actúen como puntos de entrada/salida de importaciones/exportaciones de hidrocarburos, productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas modificaciones impiden que las empresas privadas (i) obtengan autorizaciones en tema de materia de LDA, afectando nuevos proyectos que no hayan obtenido dicha aprobación, o (ii) renovando un LDA existente, afectando proyectos en curso.

El proyecto ECA y la Terminal Veracruz tienen LDA vigentes hasta el cuarto trimestre de 2023. Como medida preventiva, presentaron demandas constitucionales (recursos de amparo) para impugnar el impedimento recientemente introducido para renovar sus autorizaciones en tema de materia LDA. Para iniciar operaciones en los proyectos Topolobampo, Manzanillo y Baja Refinados, las empresas presentaron demandas de amparo para impugnar dichas enmiendas como una "barrera de entrada" a la industria.

En octubre y noviembre de 2021, el gobierno federal de México modificó a través de nuevas Normas Generales de Comercio Exterior su postura frente al LDA permitiendo a las empresas privadas obtener autorizaciones de LDA. Como consecuencia, los juicios de amparo interpuestos por los proyectos de ECA y la de la Terminal de Veracruz terminaron por quedar sin materia, sin embargo, el iniciado por Topolobampo aún está vigente, pendiente de determinar el juez que conocerá del asunto.

La Compañía no puede controlar que el tiempo de respuesta estándar para el otorgamiento de permisos se extienda más allá de lo previsto.

A pesar de que la Compañía cuenta con un equipo robusto para la gestión de permisos ante autoridades, y derivado de los cambios en las estructuras de estas últimas, la Compañía ha enfrentado recientemente retrasos considerables en la revisión de las solicitudes de permisos presentados, en algunos casos, como resultado de las medidas de mitigación establecidas por el gobierno de México en respuesta a la pandemia COVID-19, pues la CRE ha suspendido en dos ocasiones sus actividades y plazos para emitir resoluciones. A pesar de que la ley mexicana establece plazos legales para recibir una respuesta del gobierno a las solicitudes, es común que las oficinas del gobierno mexicano enfrenten retrasos administrativos y presenten retrasos en los tiempos de respuesta. Durante la actual administración, los procedimientos para la obtención de permisos de la CRE o SENER se han retrasado en mayor medida – Ver

factor de riesgo “La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades”.

No podemos predecir si estos retrasos continuarán o se incrementarán, lo que podría afectar nuestra decisión de desarrollar o no un proyecto, resultar en retrasos en la construcción o inicio de operaciones, aumento de costos y la cancelación de contratos con contratistas o clientes. Dicha situación podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía no puede predecir el impacto que las respuestas legales, regulatorias o sociales al cambio climático puedan tener en sus actividades.

Cierto número de medidas legales y regulatorias, así como iniciativas sociales han sido introducidas en el ámbito internacional y local como parte de un esfuerzo para la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y otras emisiones de carbón. La Ley General de Cambio Climático y la Ley de la Industria Eléctrica publicadas en 2012 y 2014, respectivamente, establecen un sistema interno para fomentar el uso de electricidad generada mediante fuentes limpias, la negociación de certificados de energía limpia y otras medidas para conseguir ciertos objetivos en la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, situación que podría resultar en costos adicionales para el segmento de Electricidad de la Compañía, lo que podría, a su vez, llegar a tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Por otro lado para las actividades del sector hidrocarburos en general, resalta lo derivado de los acuerdos establecidos en la Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente celebrados en junio de 2016, de donde se originó la promulgación de una Disposición en materia de prevención de emisiones de metano para el sector petróleo y gas de México, vigente a partir de noviembre de 2018, primera regulación que establece medidas obligatorias para la reducción de un gas de efecto invernadero en México.

La 26ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) celebrada en Glasgow, Escocia en noviembre del 2021 reunió más de 120 líderes mundiales, se dieron pasos importantes en materia de política climática, no obstante la voluntad política colectiva no ha sido suficiente aún, la reducción de las emisiones globales de gases de efecto invernadero sigue estando muy por debajo de lo necesario para preservar un clima habitable, y el apoyo a los países más vulnerables afectados por los efectos del cambio climático continúa siendo insuficiente. A pesar de esta situación, México continúa reportando la contribución determinada a nivel nacional actualizada a 2020, acatando los compromisos asumidos a través del Acuerdo de París.

Derivado de lo anterior, las autoridades buscarán que las actividades de las compañías, pertenecientes al sector energético, cumplan rigurosamente con las disposiciones normativas a fin de alcanzar las metas propuestas con base en el Registro Nacional de Emisiones, la Ley General de Cambio Climático, la Estrategia Nacional de Cambio Climático y Sistema Nacional de Cambio Climático, donde los resultados de reducción se mostrarán en los Informes Bianuales. Por lo anterior, la Compañía tendrá que asumir y considerar los retos climáticos que se impongan en el desarrollo de sus operaciones o en las operaciones de sus socios y clientes tales como PEMEX y la CFE, lo que podría resultar en costos adicionales para la Compañía y, a su vez, llegar a tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Como parte de estas medidas, a partir de 2020, inició la implementación de un Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones por parte de SEMARNAT. Si bien este programa no tendrá efectos económicos para los participantes durante la etapa de prueba, se espera una transición al sistema definitivo al término de dicha etapa en 2022. El sistema de comercio de emisiones implicará toques a las emisiones de gases de efecto invernadero de grandes emisores en los diferentes sectores (siendo únicamente los sectores de energía e industria en los que se aplicará el programa durante la etapa de prueba y es muy probable que también durante la etapa definitiva), dichos toques o límites serán establecidos por SEMARNAT, con obligaciones adicionales de reporte y verificación, y con el derecho de compensar un porcentaje limitado de emisiones mediante mecanismos de compensación

para cumplir con los topes. La imposición de topes de emisiones de gases de efecto invernadero y las implicaciones para la reducción de emisiones pueden traducirse en costos adicionales para la Compañía en las unidades de negocio a las que sean aplicables estas obligaciones.

La Compañía está expuesta a los altos costos de adquisición de GNL necesario para mantener en operación su Terminal de GNL.

Para que la Terminal de GNL de la Compañía pueda operar, así como evitar que su equipo sufra daños como resultado de su expansión o contracción térmica durante su calentamiento y posterior enfriamiento, y para poder prestar servicios en el momento en que lo requieran los usuarios, sus tanques y tuberías deben mantenerse a una temperatura aproximada de -160°C o menos mediante el mantenimiento de cierto volumen mínimo de GNL en su sistema. Esta situación se puede lograr si uno o varios usuarios mantienen almacenada una cantidad suficiente de dicho insumo en la Terminal de GNL de la Compañía. Sin embargo, salvo por IEnova Marketing, una subsidiaria de la Compañía que es cliente de la Terminal de GNL y se ha obligado a hacer esfuerzos razonables para suministrar a esta última ciertas cantidades de GNL a solicitud de la Terminal de GNL, ningún usuario está obligado a efectuar entregas o a mantener inventarios mínimos de GNL y no hay garantía de que lo harán. IEnova Marketing es la única usuaria de la Terminal de GNL que ha efectuado entregas de GNL a ésta última. Con base en el precio de mercado del GNL en comparación con el precio del gas natural en los mercados normalmente atendidos por la Compañía mediante el GNL regasificado en su terminal, la Compañía no anticipa que los usuarios independientes Shell y Gazprom, entregarán GNL a la terminal en el futuro inmediato y que IEnova Marketing no entregará más de la cantidad mínima necesaria para mantener fría la terminal.

En el supuesto de que los usuarios de la Terminal de GNL no mantengan almacenado el volumen mínimo necesario de GNL, la Compañía se verá forzada a recurrir a la compra de GNL en el mercado para mantener fría su terminal. Si el costo de adquisición de dichos volúmenes resulta superior al precio al que la Compañía podrá vender el GNL regasificado en el mercado nacional, la Compañía podría sufrir pérdidas. Además, si la calidad del GNL entregado a la terminal difiere de los niveles de calidad históricos, o si las especificaciones aplicables al gas natural en México o los Estados Unidos se vuelven más restrictivas, la Compañía podría requerir una cantidad de GNL superior a la estimada para mantener fría su terminal. Los costos relacionados con la adquisición de GNL en el mercado podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía depende y seguirá dependiendo de algunas de sus filiales para obtener ciertos servicios y financiamiento, y no puede garantizar que en el futuro logrará obtener dichos servicios o financiamiento a través de dichas filiales o de terceros.

La Compañía depende y prevé que seguirá dependiendo de que algunas de sus filiales le presten diversos servicios técnicos y de administración. Además, la Compañía depende en cierta medida de dichas filiales para desarrollar y operar exitosamente sus proyectos de infraestructura de energía. La Compañía tiene celebrados con estas filiales diversos contratos de prestación de servicios que están descritos de manera más detallada en la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés”. Sin embargo, estas filiales no están obligadas a continuar prestando los servicios respectivos tras el vencimiento de sus contratos actuales. Aunque la Compañía tiene planeado seguir apoyándose en sus filiales para efectos de estos servicios, cabe la posibilidad de que en el futuro no logre obtenerlos de dichas filiales o de terceros a precios razonables o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener estos servicios técnicos, administrativos y de administración críticos en términos aceptables, podría afectar en forma adversa su capacidad para cumplir con sus obligaciones contractuales o ampliar sus operaciones; y podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Al 31 de diciembre de 2021, la deuda insoluble de la Compañía para con sus filiales ascendía a aproximadamente USD\$287.1 millones. En el supuesto de que sus filiales no le otorguen créditos en el futuro, la Compañía podría verse en la imposibilidad de identificar fuentes de financiamiento alternativas, lo cual tendría un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. A pesar de que la Compañía considera que las tasas de interés y demás términos de los créditos otorgados por sus filiales son comparables a los que hubiese podido obtener en el mercado, no puede garantizar que efectivamente hubiera podido obtener créditos de parte de terceros a tasas de interés y en términos igualmente favorables que los pactados con sus filiales. Es posible que la Compañía no logre obtener

financiamientos similares de parte de sus filiales o de terceros, ya sea a tasas de interés y términos razonables, o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener una cantidad suficiente de financiamiento a tasas de interés y otros términos aceptables, podría afectar en forma adversa su capacidad para cumplir con sus obligaciones contractuales o ampliar sus operaciones, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Véase la sección “Historia y desarrollo de la emisora - Eventos Relevantes.”

Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, garantizó algunas obligaciones financieras de esta última, incluyendo las obligaciones de IEnova Marketing frente a la Terminal de GNL conforme al contrato de capacidad de almacenamiento en base firme y frente a las subsidiarias de transporte de gas natural conforme al contrato de servicios de transporte, así como con terceros, misma que fue cancelada durante 2021. No existe garantía de que en el futuro Sempra Energy estará dispuesta a proporcionar este tipo de apoyo crediticio con respecto a los contratos comerciales celebrados por la Compañía, ni en cuanto a los términos que en su caso exigirá a cambio de dicho apoyo. La Compañía no puede garantizar que en el supuesto de que no logre obtener apoyo crediticio de parte de Sempra Energy en términos razonables desde el punto de vista comercial, o del todo, que podrá obtener dicho apoyo de parte de terceros independientes en términos razonables desde el punto de vista comercial, o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener apoyo crediticio podría limitar su capacidad para celebrar ciertos contratos comerciales o afectar en forma adversa los términos de los contratos que celebre, lo que a su vez podría afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.”

La Compañía continuamente analiza diversas fuentes de recursos con el fin de financiar sus operaciones y el desarrollo de proyectos, usando diversos medios de financiamiento y de utilización de flujos de sus negocios y activos. En caso de considerarlo conveniente, la Compañía podría incurrir en deuda adicional, refinanciar su deuda existente o vender sus activos, lo cual podría presentar riesgos estructurales o derivar en una cantidad menor de activos o activos que generen menores flujos.

Una parte importante del negocio de la Compañía depende de la disponibilidad de recursos. En consecuencia, la Compañía analiza constantemente fuentes de financiamiento disponibles en el mercado a fin de mejorar los términos de sus créditos y su estructura de capital, incluyendo posibles ventas de sus activos. En virtud de su constante necesidad de capital, la Compañía podría incurrir en deuda adicional o en el refinanciamiento de sus deudas existentes, lo cual no necesariamente se reflejará en una disminución de la deuda o en menores gastos financieros. Asimismo, la estrategia de la Compañía involucra inversiones de capital adicional, el cual no necesariamente sería financiado con recursos o flujos propios. Por ende, la Compañía espera que una parte significativa de los recursos necesarios para financiar su estrategia deberá ser captado a través de financiamientos o refinanciamientos, los cuales podrían contratarse en términos menos favorables que los actuales, con el resultado, entre otros, que se aumente su endeudamiento, imponga restricciones adicionales, o requiera garantías adicionales, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La Compañía regularmente evalúa sus activos productivos para mejorar su estructura financiera y de capital. Por ejemplo, la Compañía podría vender una porción del capital social o activos de alguna de sus subsidiarias o negocios conjuntos y reducir su apalancamiento o satisfacer sus requerimientos de capital. La Compañía, además, podría decidir que todo o parte de los recursos obtenidos de dichas operaciones podrían no ser distribuidos a los accionistas o reinvertidos en el negocio. La Compañía, en todo caso, no puede garantizar que su estrategia de financiamiento genere retornos atractivos, o mejore su liquidez o los resultados de la Compañía.

El resultado de ciertos procedimientos judiciales entablados en contra de la Compañía o en relación con los permisos o derechos de propiedad correspondientes a la Terminal de GNL o ECA LNG, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Varias personas han interpuesto acciones ante la SEMARNAT o la PROFEPA, en contra de la autorización de impacto ambiental correspondiente a la Terminal de GNL; y una persona ha interpuesto una demanda civil para impugnar las autorizaciones y los permisos relacionados con la construcción y operación de dicha terminal. A pesar de que a esta fecha la SEMARNAT y la

PROFEPA se han pronunciado en contra de las partes actoras por lo que respecta a la autorización de impacto ambiental de la Compañía, dichas personas han recurrido las resoluciones emitidas por las autoridades. En el supuesto de que las acciones interpuestas por estas personas prosperen en última instancia en contra de la Compañía, la autorización de impacto ambiental o los permisos para la Terminal de GNL podrían ser objeto de modificación, revocación (o, en caso extremo, podrían ser declarados nulos). En la medida en que cualesquiera modificaciones obliguen a la Compañía a efectuar inversiones adicionales para cumplir con medidas o condiciones de mitigación más estrictas, las operaciones de la Terminal de GNL podrían verse afectadas en forma adversa y significativa. En el supuesto de que la autorización de impacto ambiental o uno o varios de los permisos correspondientes a la Terminal de GNL sean revocados o se declaren nulos, la terminal podría verse en la imposibilidad de continuar operando y ello podría dar lugar al incumplimiento de uno o varios de los permisos o contratos de la Compañía. Cualquier modificación, revocación o declaración de nulidad de la autorización de impacto ambiental o de uno o varios de los permisos relacionados con la Terminal de GNL podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

En 2018, dos demandantes relacionados interpusieron impugnaciones por separado en el Tribunal Federal de Distrito de Ensenada, Baja California, en relación con los permisos de impacto ambiental y social emitidos por la ASEA y SENER a ECA LNG autorizando actividades de licuefacción de gas natural en la Terminal ECA Regas. En el primer caso, el tribunal dictó una suspensión provisional en septiembre de 2018. En diciembre de 2018, la ASEA aprobó modificaciones al permiso ambiental que facilitan el desarrollo de la instalación de licuefacción de gas natural propuesta en dos fases. En mayo de 2019, el tribunal canceló la suspensión provisional. El demandante apeló la decisión del tribunal de cancelar la sentencia provisional, pero no tuvo éxito. La impugnación subyacente del demandante a los permisos sigue pendiente. En el segundo caso, se denegó la solicitud inicial de suspensión provisional. Esa decisión fue revocada en el recurso de apelación en enero de 2020, lo que dio lugar a la emisión de una nueva sentencia contra los mismos permisos de impacto ambiental y social que ya habían emitido ASEA y SENER. Esta sentencia tiene una petición incierta sin aclaración por parte del tribunal. La revocación y emisión de la sentencia judicial en el segundo caso se encuentra bajo otra apelación. Existe una tercera demanda presentada en 2021 por un grupo de miembros del complejo residencial Bajamar; la suspensión provisional y definitiva les fue negada. La impugnación subyacente de los demandantes a los permisos sigue pendiente.

La Compañía también está involucrada en disputas relacionadas con los derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL y el proyecto de licuefacción ECA LNG. En el supuesto de que la Compañía no logre defender y conservar sus derechos de propiedad de los inmuebles, podría perder la posesión, el acceso y el uso de dichos inmuebles y las correspondientes terminales, lo cual podría dar lugar al incumplimiento de uno o varios de los permisos o contratos relacionados con dichos inmuebles y/o terminales. En el supuesto de que la Compañía se vea privada de la posesión, el acceso y el uso de estos inmuebles podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

La Compañía ha invertido y continúa invirtiendo una cantidad considerable de tiempo y recursos humanos y financieros en la defensa de estos juicios y en las investigaciones y los procedimientos regulatorios relacionados con la defensa de los mismos. La incertidumbre inherente a los procedimientos administrativos y juicios contenciosos le impide a la Compañía estimar con un grado razonable de certeza el monto total de los costos relacionados con la solución de estos conflictos y los efectos de los mismos. Además de los procedimientos antes descritos, de tiempo en tiempo la Compañía se ve involucrada en otros litigios y procedimientos administrativos derivados de reclamaciones con respecto a sus bienes y operaciones, incluyendo reclamaciones por parte de proveedores y usuarios, autoridades reguladoras y fiscales, vecinos, activistas y organizaciones no gubernamentales ambientales, así como demandas laborales. El resultado de estos procedimientos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía. Para más información con respecto a los procedimientos judiciales y administrativos en los que está involucrada la Compañía, véase la sección “Actividades de la Compañía - Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.”

Algunas autoridades gubernamentales están facultadas para revocar los permisos de la Compañía por diversos motivos, algunos de los cuales se encuentran fuera del control de esta última.

Los permisos otorgados por la CRE (incluyendo el permiso de almacenamiento de GNL, el permiso de licuefacción, los permisos de almacenamiento de productos refinados, los permisos de transporte por ducto, los permisos de distribución y los permisos de generación de electricidad), así como los permisos otorgados por la SCT para las terminales de almacenamiento de productos refinados, en materia portuaria o ferroviaria son, entre otros, esenciales para la operación o desarrollo de los proyectos de la Compañía; y a falta de los permisos necesarios de parte de la CRE y la SCT para la operación de un determinado proyecto, la Compañía se vería en la imposibilidad de desarrollar o continuar operando dicho proyecto.

La CRE y la SCT pueden revocar los permisos que hubieren otorgado, por cualquiera de las causas previstas en dichos permisos, así como por cualquier otra causa prevista en la legislación aplicable a gas natural, Gas LP, hidrocarburos y energía eléctrica vigentes al momento en que se otorgó el permiso, incluyendo, entre otros: (1) la realización de prácticas discriminatorias y la violación de los precios y tarifas establecidas por la CRE; (2) la cesión, gravamen o transferencia de los permisos en contravención de lo dispuesto por la regulación aplicable; y (3) la falta de ejercicio de los derechos conferidos por los permisos, durante los plazos establecidos en los mismos. Además, los permisos de la Compañía están sujetos a revocación bajo ciertos supuestos, incluyendo la falta de cumplimiento de las obligaciones establecidas en las NOM o en los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio respectivos y la suspensión parcial o total de las operaciones del sistema o las instalaciones sin causa justificada o sin autorización de la CRE.

Las Reformas a las Leyes de Hidrocarburos y de la Industria Eléctrica señalan como causas para la revocación de permisos, acciones que antes de la reforma solo daban lugar a sanciones administrativas, las cuales serán aplicables a cualquier permiso obtenido por la Compañía para la realización de sus actividades, las cuales incluyen (1) la realización de prácticas discriminatorias que afecten a los usuarios finales, (2) la falta de cumplimiento respecto de la regulación aplicable a las tarifas y cuotas, (3) si se transmite cualquier permiso sin la previa autorización de la CRE, (4) la falta de ejercicio de los derechos conferidos por los permisos durante los plazos establecidos en los mismos, (5) la falta de mantener en plena fuerza y efecto la cobertura de seguro y el colateral requeridos, o, (6) la interrupción de servicios sin causa justificada. Específicamente la Ley de la Industria Eléctrica – ver Factor de Riesgo “La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades” en sus transitorios indica que serán revocados los permisos de autoabastecimiento que hayan sido aprobados en “fraude a la ley”. Aún y cuando la CRE debería demostrar que los permisos de Ventika, Don Diego Solar y Border Solar habrían sido otorgados bajo esas circunstancias (lo cual la Compañía considera que no fue el caso), y que dicha reforma se encuentra suspendida y en proceso de revisión judicial, existe el riesgo de que dichos permisos puedan ser revocados.

El 1 de octubre de 2021, el Titular del Ejecutivo Federal presentó a la Cámara de Diputados, una iniciativa para reformar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de electricidad. Dicha iniciativa pretendía reconvertir la industria eléctrica en un área estratégica a cargo exclusivamente del Estado y, en particular, de CFE, respecto de todas las actividades de la cadena de valor. Para ello, la iniciativa ordenaba la revocación o cancelación de todos los permisos y contratos otorgados a particulares y establecía un límite de participación privada en la generación de energía eléctrica del 46%. Si bien se establecía que ciertos proyectos podrían continuar operando hasta un límite del 46% de generación nacional (donde CFE tendría el otro 54%), lo anterior solo se hubiera permitido para efectos de suministrar a CFE compitiendo mediante la oferta de los precios más bajos y donde CFE determinaría los términos y condiciones de contratación. Por otro lado, a los proyectos de autoabastecimiento cuyos permisos se encuentren en contravención al marco normativo aplicable no les sería permitido continuar operando. El 17 de abril de 2022 la Cámara de Diputados desechó el proyecto de reforma constitucional.

En mayo de 2021 se publicaron y entraron en vigor las modificaciones a la LH de México. Las modificaciones otorgan a la SENER y a la CRE facultades adicionales para suspender y revocar los permisos relacionados con el sector de hidrocarburos. La suspensión de los permisos será determinada por la SENER o la CRE cuando se prevea un peligro para la seguridad nacional, la seguridad energética o la economía nacional. Asimismo, se establecen nuevas causales de revocación de los permisos si el permisionario (i) realiza su actividad con productos importados ilegalmente; (ii) incumple, en más de una ocasión, las disposiciones aplicables en materia de cantidad, calidad y medición de los productos; o (iii) modifica las condiciones técnicas de su infraestructura sin autorización. Adicionalmente, en el caso de los permisos existentes, las autoridades revocarán aquellos permisos que no cumplan

con los requisitos mínimos de almacenamiento establecidos por la SENER o que no cumplan con los requisitos o violen las disposiciones establecidas por la LH reformada. Todas las instalaciones de la Compañía que participan en el sector de hidrocarburos interpusieron demandas contra la iniciativa de reforma de la LH pero fueron desechadas por los jueces bajo el argumento que la sola publicación de la Ley no afecta los derechos de los gobernados sino hasta el momento en que les sea efectivamente aplicada. En mayo de 2021, un tribunal de distrito mexicano ordenó la suspensión de varias de las disposiciones de las reformas con aplicación general en todo el sector. En junio de 2021, un Tribunal Colegiado como superior del juzgado de distrito emitió una sentencia en la que se establece que la reforma a la ley no afecta el interés de las empresas en este momento y, como resultado, desechó los juicios de amparo presentados por varias empresas del mercado, incluyendo las demandas presentadas por la Compañía. Estas demandas han sido desechadas y las suspensiones revocadas.

La terminación anticipada de cualquiera de los permisos de la Compañía, la suspensión de las operaciones de cualquiera de sus proyectos o la modificación de los términos en los que está autorizada a operar cualquiera de sus activos, como resultado de la modificación o revocación de sus permisos a solicitud de la CRE o por mandato legal, podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Condiciones climatológicas extremas y desastres naturales (en algunos casos como consecuencia del cambio climático), accidentes catastróficos y actos de terrorismo o delincuencia podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La Compañía se encuentra sujeta a la regulación aplicable en materia de cambio climático, según la Ley General del Cambio Climático y su Reglamento, dependiendo del desempeño de sus operaciones en cada activo y circunstancias específicas en materia de cantidad de emisiones generadas (para ser considerado en el Sistema de Comercio de Emisiones) y obligaciones de reporte (para ser considerado como Establecimiento Sujeto a Reporte). Por ello, no es posible predecir la aplicación exacta a la totalidad de los activos o una parte de ellos, ya que depende estrictamente de las operaciones de cada activo de la Compañía. Adicionalmente, tomando en consideración que el cambio climático entendido como la variación del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera global y se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos comparables, es previsible que las condiciones climáticas extremas al ser un efecto del cambio climático podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades y las operaciones de la Compañía.

Las instalaciones de la Compañía están expuestas a sufrir daños por condiciones climáticas severas, desastres naturales como terremotos, tsunamis e incendios, accidentes catastróficos, fallas importantes de equipos, fugas, rupturas o terrorismo, crimen y sabotaje. Debido a que como parte de los negocios se usan, almacenan, transportan y eliminan materiales altamente inflamables y explosivos y se operan equipos altamente energizados, los riesgos que tales incidentes pueden representar para las instalaciones e infraestructura, así como los riesgos para las comunidades circundantes, son sustancialmente mayores que los riesgos que tales incidentes pueden representar para alguna otra empresa. Incluso si cumplen los requisitos y estándares ambientales, sanitarios, de seguridad, de transporte, de gestión de riesgos y de seguridad, las operaciones de la Compañía están sujetas a peligros importantes asociados con el uso, almacenamiento, transporte y eliminación de dichos materiales. Las instalaciones y la infraestructura que posee la Compañía y en las que tiene intereses (o que en el futuro pueda poseer o tener interés) que pueden estar sujetos a tales incidentes incluyen, entre otros:

- gasoductos, instalaciones de almacenamiento y compresión de gas natural, GLP y etano;
- terminales y almacenamiento de GNL y productos refinados (como diésel, gasolina, metil tert-butil éter (“MTBE”) y turbosina);
- instalaciones de distribución eléctrica; e
- instalaciones de generación de energía.

Dichos incidentes podrían resultar en graves interrupciones comerciales, daños a la propiedad, lesiones o pérdida de la vida, disminuciones significativas en los ingresos y ganancias y/o costos adicionales significativos para la Compañía. Cualquier incidente de este tipo podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Dependiendo de la naturaleza y ubicación de las instalaciones e infraestructura afectadas, cualquier incidente de este tipo también podría causar incendios catastróficos; liberación de olor a gas natural; fugas de gas natural, GLP y etano; explosiones, derrames u otros daños significativos a los recursos naturales o bienes de terceros; lesiones personales, impactos en la salud o muertes; o presentar una molestia a las comunidades afectadas. Cualquiera de estas consecuencias podría dar lugar a importantes reclamaciones en contra de la Compañía. En algunos casos, la Compañía puede ser responsables de los daños, aunque no los haya ocasionado la Compañía, y en los casos en que se aplique el concepto de condena inversa, responsabilidad objetiva o conceptos legales similares, podemos ser responsables de los daños sin ser declarados culpables o negligentes. El costo de las pólizas de seguro contra algunos de estos riesgos podría aumentar considerablemente o podría resultar imposible obtener cobertura contra los mismos; y los pagos de seguros recibidos por la Compañía podrían resultar insuficientes para cubrir sus pérdidas o responsabilidades debido a la existencia de limitaciones, exclusiones, deducibles altos, incumplimiento de los requisitos de procedimiento, y otros factores, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

En particular, la Compañía ha declarado causa de fuerza mayor para el segmento Guaymas - El Oro del Gasoducto Sonora en el territorio Yaqui y como resultado, las operaciones fueron interrumpidas el 23 de agosto de 2017. La Compañía firmó en agosto de 2019 un convenio de suspensión para evitar la terminación anticipada del contrato, en virtud de que, de conformidad con el contrato, si un evento impide al transportista prestar el servicio de transporte de gas natural a la CFE por un período mayor a dos años consecutivos, se entenderá que el contrato ha terminado. Para evitar la terminación de dicho contrato, CFE y la Compañía firmaron un convenio de suspensión para que las partes lleven a cabo todas las acciones necesarias y a su alcance para reiniciar la operación del gasoducto, lo cual no asegura que el objetivo se logre. Asimismo, en septiembre de 2019 las partes celebraron un convenio que establece los acuerdos alcanzados relativos al contrato de servicio de transporte de gas por el Gasoducto Guaymas - El Oro mediante el cual, entre otras cosas, se acordó que la fecha de reinicio programada para el 15 de enero de 2020 podrá ser revisada por las partes en caso que no se hubieren solucionado las contingencias en esa fecha, cuestión que ya se suscitó. Posteriormente, la Compañía y la CFE acordaron extender la fecha de inicio del servicio varias veces, la más reciente hasta el 14 de junio de 2022. Según el acuerdo revisado, la CFE reanudará los pagos solo cuando la sección dañada del segmento Guaymas-El Oro sea reparada. Si la tubería no se repara antes del 14 de junio de 2022 y las partes no acuerdan una nueva fecha de inicio del servicio, la Compañía se reserva el derecho de rescindir el contrato y buscar recuperar sus costos razonables y documentados y daños y perjuicios. Se están llevando a cabo conversaciones con la CFE sobre el futuro del gasoducto, incluido el posible cambio de ruta de una parte del gasoducto, de conformidad con un memorando de entendimiento no vinculante anunciado en enero de 2022 que, entre otros asuntos, aborda los esfuerzos para reiniciar el servicio del gasoducto. IEnova tiene la intención de celebrar un acuerdo definitivo con respecto al gasoducto en el segundo trimestre de 2022. La Compañía no puede garantizar que las partes lleguen a un acuerdo si el gasoducto no es reparado para esa fecha. La solución final del conflicto con la tribu Yaqui depende no solo de la resolución judicial definitiva, sino de una negociación con el grupo opositor que debería encabezar el gobierno federal, por lo que muchos factores no dependen de la Compañía. La Compañía pudiera no ser exitosa en su intento de reiniciar la operación en la fecha mencionada, por lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo, las perspectivas de la Compañía y en la capacidad para recuperar el valor de la inversión.

Las condiciones climáticas severas también pueden afectar nuestros negocios. Las tormentas importantes y los fuertes vientos asociados podrían dañar nuestras instalaciones, lo que resultaría en un aumento de los gastos, incluidos mayores costos de mantenimiento y reparación, e interrupciones en los servicios de suministro de electricidad y gas natural. Además, el costo de restauración de la tormenta puede no ser totalmente recuperable. La materialización de cualquiera de estos eventos podría llevar a la Compañía a tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía mantiene relaciones comerciales con varias entidades del Gobierno Federal, y cualquier cambio en las políticas del Gobierno Federal o sus dependencias, o conflictos de la Compañía con las mismas, podrían afectar de manera significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

En agosto de 2019 el Gobierno Federal comenzó arbitrajes en contra de varias empresas propietarias de ductos de gas natural, incluyendo la Compañía y su negocio conjunto con TC Energy en relación con el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan y el Gasoducto Guaymas - El Oro. A través del dialogo, se logró llegar a un acuerdo mediante el cual, se establece una nueva estructura de tarifas y se extiende el plazo de los contratos de gasoductos por 10 años adicionales, respectivamente. Dichos acuerdos satisfacen los intereses de ambas partes y permiten un beneficio para CFE, conservándose la integridad de los contratos. Estos arbitrajes se han resuelto en definitiva y la Compañía no espera que los contratos renegociados afecten la situación financiera de la Compañía. Sin embargo, el comienzo de nuevas controversias o arbitrajes por parte del Gobierno Federal en contra de empresas propietarias, incluyendo la Compañía o sus subsidiarias, podrían tener un efecto adverso significativo en el valor de la Compañía, en su negocio, en sus actividades, su situación financiera y sus operaciones.

Las actividades de la Compañía pueden no ser exitosas y los proyectos en construcción pueden no iniciar operaciones en los tiempos esperados o completados de conformidad con lo establecido en el presupuesto de la Compañía, lo que puede incrementar significativamente sus costos e impactar de manera importante la capacidad de la Compañía de recuperar las inversiones realizadas.

La adquisición, desarrollo, construcción o expansión de nuevos proyectos de infraestructura energética conllevan un sinnúmero de riesgos. La Compañía podría desembolsar cantidades importantes en, o tener gastos de, ingeniería y construcción, obtención de permisos, abasto de bienes y combustible, exploración de recursos, legales y otros gastos antes de estar en posibilidades de determinar la factibilidad, beneficio económico y posibilidad de construcción de un proyecto.

El éxito en el desarrollo de un proyecto en particular depende, entre otras cosas, de:

- Obtención de los derechos de propiedad y otros derechos de bienes inmuebles;
- Identificación de condiciones ambientales y costos de cumplimiento de leyes ambientales;
- Negociación satisfactoria de contratos de ingeniería, procura y construcción;
- Contratos de suministro de gas natural, electricidad o de capacidad en base firme a largo plazo;
- La obtención oportuna de los permisos, factibilidades, licencias y autorizaciones gubernamentales requeridos, así como los derechos de vía;
- Retrasos relacionados con la pandemia del COVID-19, que pueden surgir de retrasos en la emisión de permisos o actividades de construcción, o por otras razones relacionadas a la pandemia que están fuera del control de la Compañía;
- La negociación con las comunidades locales y grupos minoritarios;
- La ocurrencia de eventos de fuerza mayor;
- Implementación oportuna y terminación satisfactoria de la construcción; y
- Obtención de financiamiento de proyecto con costo razonable y adecuado.

La terminación exitosa de un determinado proyecto podrá verse negativamente afectada por varios factores, incluyendo:

- Problemas imprevistos de ingeniería;
- Dificultades imprevistas para la obtención de los derechos de vía y servidumbres, incluidas las dificultades que se presenten al llevar a cabo las consultas con las comunidades locales y grupos indígenas;
- Retrasos en la construcción o deficiencias en el desempeño de los contratistas;
- Huelgas, paros laborales, boicots, o actos de delincuencia;
- Falta de disponibilidad de equipo, retrasos en sus entregas e incremento en sus costos;

- Condiciones climáticas adversas;
- Condiciones ambientales y geológicas;
- Oposición y controversias (judiciales y extrajudiciales) por líderes comunitarios, entidades que representan industrias afectadas por las actividades para el desarrollo de proyectos de energía, organizaciones ambientales no gubernamentales, o comunidades indígenas;
- Riesgos relacionados con la construcción de proyectos, tales como vicios ocultos, responsabilidades ambientales asumidas y problemas de derechos de vía;
- Aumentos en costos no anticipados derivados de condiciones ambientales adversas conocidas o no, incluyendo costos de cumplimiento de leyes ambientales;
- El impacto del tipo de cambio en equipos y materiales importados;
- Cambio en leyes y reglamentos; y
- Dificultades imprevistas para la obtención o retraso de permisos.

Si la Compañía se encuentra en eventos de retrasos sustanciales, costos adicionales o se ve impedida para, o elige no, finalizar el desarrollo de algún proyecto u obtener los permisos necesarios, derechos de vía o servidumbres para un proyecto, incluyendo todos los proyectos actualmente en construcción y/o en desarrollo, la Compañía podría verse imposibilitada para recuperar su inversión en dichos proyectos o verse en la necesidad de realizar pagos bajo sus obligaciones contractuales, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía podría no tener éxito en la obtención de nuevos proyectos de infraestructura energética.

El mercado de nuevos proyectos de infraestructura energética en México es altamente competitivo. La Compañía compite con empresas mexicanas y extranjeras por la mayoría de los nuevos proyectos de infraestructura energética en México. Asimismo, la Compañía también podría experimentar un incremento en la competencia por personal clave. La Compañía podría competir por proyectos de infraestructura energética en nuevos sectores que no ha operado previamente y por lo tanto podría no conseguir el beneficio de estas nuevas oportunidades al no contar con la experiencia o involucramiento necesarios. La Compañía podría verse imposibilitada para obtener nuevos permisos, autorizaciones y factibilidades por parte de las agencias regulatorias como por ejemplo la CRE, la ASEA, la SEMARNAT, la SENER, el CENACE, la DOE, la SCT, la SEMAR o la opinión favorable de la COFECE, que puedan llegar a ser requeridas para los nuevos proyectos de infraestructura energética. Las proyecciones referentes al crecimiento del sector mexicano de la energía, incluidas en este Reporte, podrían no ser correctas por diversos motivos, entre otros, debido a cambios en la economía mundial o nacional, la demanda de gas natural, GNL, y otros productos refinados, y la dirección que tome el gobierno mexicano respecto de su política energética (por ejemplo, en cuestión del desarrollo de la red de gas natural nacional o de energía limpia). Además, en México las autoridades gubernamentales responsables de otorgar permisos o factibilidades esenciales para el desarrollo de infraestructura energética pueden ser afectadas por la política interna del gobierno. La incapacidad de obtener nuevos proyectos de infraestructura energética podría afectar el crecimiento de la Compañía, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Las actividades de la Compañía requieren grandes cantidades de capital y, en consecuencia, los cambios sustanciales en sus necesidades de capital, o su disponibilidad, podrían afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Toda expansión de las operaciones de la Compañía requerirá grandes cantidades de capital y la inversión de sumas considerables. El monto y la fecha de las inversiones y erogaciones relacionadas con el desarrollo de cualquier nuevo proyecto dependerán en parte de la situación del mercado y es posible que la Compañía no logre estimar acertadamente la fecha y el monto de las inversiones de capital y los gastos relacionados con sus nuevos proyectos.

En la medida en que la Compañía no cuente con suficientes recursos internos para financiar el desarrollo de sus nuevos proyectos, podría verse obligada a recurrir a fuentes externas de financiamiento que podrían estar sujetas a ciertas limitaciones en

cuanto a la disponibilidad de crédito y/u otras alternativas financieras, o a incrementos en las tasas de interés o los márgenes aplicables. En el supuesto de que la situación de los mercados crediticios sea desfavorable, la Compañía podría verse forzada a financiar sus operaciones e inversiones en activos a un costo más alto o en términos por demás desfavorables; o podría verse en la imposibilidad de recaudar la cantidad de capital necesaria para sostener sus operaciones. Lo anterior podría obligar a la Compañía a reducir sus inversiones en activos y podría incrementar sus costos de financiamiento, lo que a su vez podría provocar una disminución en su rentabilidad a corto y largo plazo y, en consecuencia, tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Cambios en las calificaciones soberanas, de nuestros principales clientes y de la Compañía pueden afectar adversamente el costo de capital de la Compañía.

Cambios en la calificación o en la perspectiva de México, CFE, CENAGAS, PEMEX o de Sempra Energy o de títulos emitidos por ellas, pueden afectar adversamente a la Compañía. Éstos pueden darse a partir de cambios en la perspectiva política o económica de México, las leyes, o disposiciones legales (incluyendo tratados como el T-MEC), la imposición de aranceles, disminución en la producción o precios de petróleo, la situación actual que se vive con el COVID-19 entre otros factores. Adicionalmente, incrementos en el nivel de endeudamiento de la Compañía u otros cambios en indicadores financieros pueden afectar adversamente a la misma. Las calificaciones crediticias otorgadas por agencias crediticias a títulos valores emitidos por la Compañía podrían verse afectadas negativamente por esos cambios, lo cual podría incrementar el costo o limitar la posibilidad de obtener financiamiento por parte de la Compañía, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, su flujo de efectivo y/o sus perspectivas.

Como resultado de sus contratos de suministro de servicios o insumos a largo plazo y a precio fijo, la Compañía está expuesta a los riesgos relacionados con la inflación, las tasas de interés, los tipos de cambio y la calidad crediticia de sus contrapartes.

En términos generales, la Compañía procura negociar contratos de servicios a largo plazo con sus usuarios a fin de maximizar el uso de sus activos, reducir la volatilidad de sus ganancias y respaldar la construcción de nuevos proyectos de infraestructura. Sin embargo, si estos contratos establecen el pago de precios fijos (es decir, que no estén sujetos a ajuste con base en la inflación), la rentabilidad de los mismos podría verse afectada en forma adversa y significativa por las presiones inflacionarias tales como el incremento de los costos de operación, los precios de los insumos y el combustible, los costos de la mano de obra y los materiales y equipos, y las tasas de interés (que afectan los costos de financiamiento), así como por las fluctuaciones en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar. Además, las contrapartes de los contratos a largo plazo celebrados por la Compañía podrían incumplir con sus obligaciones contractuales. La Compañía podría ser significativa y adversamente afectada si sus contrapartes incumplen sus obligaciones contractuales bajo los contratos celebrados. No obstante, la Compañía con frecuencia requiere a sus contrapartes contar con garantías de bancos o de otros garantes, dicho soporte económico no siempre cubre todas las pérdidas potenciales en las cuales podría incurrir la Compañía, y la expone a un riesgo crediticio con la contraparte. Hasta la fecha, no hemos experimentado un aumento sustancial de estos riesgos en relación con la pandemia de COVID-19. Sin embargo, en la medida en que la pandemia continúe exacerbando las condiciones económicas, existe un mayor riesgo de que estos factores puedan afectar materialmente el negocio de la Compañía. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La operación de los activos de la Compañía involucra una gran cantidad de riesgos operativos, riesgos de disponibilidad, riesgos tecnológicos y otros riesgos que se encuentran fuera de su control.

La operación de la Terminal de GNL, los gasoductos, los sistemas de distribución, las instalaciones de almacenamiento, y las instalaciones de generación de electricidad involucra una gran cantidad de riesgos, incluyendo los siguientes:

- La posibilidad de que el nivel de desempeño en términos de eficiencia o capacidad producida resulte inferior al esperado;
- Disponibilidad de recursos de energía primaria para la producción de energía en nuestro negocio de generación de energía eólica y solar;
- Paros debido a desgaste, defectos, errores de diseño, descompostura o falla de los equipos o procesos, o escasez de equipos de reemplazo, refacciones o consumibles tales como grasa y aceite;
- Costos de operación y mantenimiento imprevistos;
- Falta de apego conforme a las especificaciones de diseño;
- Errores de los operadores;
- El ejercicio del poder de dominio eminente del gobierno u otros acontecimientos similares;
- Accidentes operativos; y
- Cambio en el despacho de energía.

Además, las actividades de la Compañía están sujetas a riesgos sociales, incluyendo protestas de comunidades aledañas a sus operaciones. A pesar de que la Compañía está comprometida a operar de una manera socialmente responsable, podría enfrentar oposición de las comunidades locales con respecto a sus proyectos actuales y futuros de las zonas donde opera o pretende operar.

La manifestación de cualquiera de estos riesgos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Las operaciones de la Compañía dependen de un número limitado de clientes o usuarios (algunos de los cuales son afiliadas) con los que tiene celebrados contratos a largo plazo.

Bajo los contratos de capacidad a largo plazo en la Terminal de GNL que la Compañía tiene celebrados con Shell, Gazprom y IEnova Marketing, estos usuarios pagan a la Terminal de GNL ciertas tarifas por reserva de capacidad para la recepción, almacenamiento y regasificación de su GNL. La Compañía también tiene celebrados contratos de capacidad a largo plazo para el transporte de gas natural y Gas LP con un reducido número de usuarios clave, incluyendo CFE, CENAGAS, PEMEX, Shell, Gazprom y IEnova Marketing. De conformidad con estos contratos, los usuarios pagan ciertas tarifas por reserva y uso de capacidad para la recepción, transporte y entrega de gas natural o Gas LP, según sea el caso, a través de los gasoductos de la Compañía. Después de reconocer los efectos de la consolidación de los ingresos intercompañías recibidos de IEnova Marketing, los cuatro principales usuarios de la Compañía representaron, en conjunto, aproximadamente el 51%, 57% y 59% de los ingresos de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019. Para los mismos años, fuera de estas cuatro fuentes de ingresos, ningún otro usuario representó más del 18% de los ingresos de la Compañía. El usuario más grande en 2021, 2020 y 2019 representó aproximadamente el 21%, 20% y 22%, respectivamente, de los ingresos de la Compañía.

En términos generales, estos contratos están sujetos a (1) terminación anticipada por incumplimiento de las obligaciones de alguna de las partes, o en caso de insolvencia de alguna de las partes; (2) suspensión o terminación por causas de fuerza mayor fuera del control de las partes; y (3) restricciones sustanciales en cuanto a los recursos de las partes contra otros tipos de incumplimiento, incluyendo limitaciones en cuanto al monto de los daños pagaderos, que podrían resultar sustancialmente inferiores a los necesarios para recuperar el importe total de los costos ocasionados por el incumplimiento. En el caso de los contratos con la Secretaría de la Función Pública y la CFE pueden dar por terminados en forma anticipada los contratos celebrados con la Compañía en el supuesto de que consideren que ello es del interés público, siempre y cuando acrediten previamente que el cumplimiento de un determinado contrato causaría pérdidas y daños a la Nación, o cuando por causa justificada la CFE deje de requerir el servicio de abasto de gas natural, sujeto en todo caso al derecho de audiencia de la Compañía y a los demás procedimientos aplicables.

En mayo de 2020, los dos clientes de capacidad de terceros en la Terminal de Regasificación ECA LNG, Shell y Gazprom, afirmaron que una actualización de 2019 de los términos y condiciones generales para la prestación del servicio de almacenamiento en la instalación, según lo aprobado por la CRE, resultó en un incumplimiento de contrato por ECA y un caso de fuerza mayor. En julio de 2020, Shell presentó una solicitud de arbitraje de la disputa y Gazprom se unió al procedimiento y se llevó a cabo una audiencia en octubre de 2021. La Compañía espera recibir una decisión final en el procedimiento de arbitraje en el segundo trimestre de 2022. Citando el presunto incumplimiento, Shell dejó de realizar los pagos de los montos adeudados en virtud de su acuerdo de

almacenamiento y regasificación de GNL. Debido a la falta de pago, la Compañía ha realizado retiros de las cartas de crédito de Shell proporcionadas como garantía de pago hasta que se agotaron por completo en marzo de 2022. La Compañía no espera que Shell reanude los pagos hasta la conclusión del procedimiento de arbitraje, momento en el cual la probabilidad de pagos futuros dependerá de la decisión del panel de arbitraje. Aunque Gazprom ha estado realizando pagos mensuales regulares en virtud de su acuerdo de almacenamiento y regasificación de GNL, la Compañía utilizó y agotó por completo las cartas de crédito de Gazprom en abril de 2022 debido a que Gazprom no renovó dichas cartas de crédito según lo requerido por el acuerdo. Estos fondos deberían proporcionar seguridad de pago de Gazprom hasta finales de 2024. Además del procedimiento de arbitraje, Shell también presentó un recurso de inconstitucionalidad contra la emisión del permiso de licuefacción. El reclamo de Shell México fue denegado, y una apelación fue desestimada y remitida al Juzgado Primero de Distrito en Materia Administrativa. En abril de 2022, IEnova informó al mercado que, su subsidiaria Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. fue notificada del laudo dictado en el arbitraje iniciado por Shell. El laudo emitido es favorable a los intereses de ECA, dado que se desestimaron los reclamos de la parte demandante, se confirmó la validez del contrato y se obligó a la demandante a pagar las cantidades adeudadas bajo el referido contrato, así como a renovar las cartas de crédito que garantizan sus obligaciones.

Una decisión desfavorable con respecto a todas o algunas de estas impugnaciones y procedimientos, o la posibilidad de una disputa prolongada, podría generar costos legales y de otro tipo significativos y podría afectar de manera adversa y significativa nuestras relaciones con estos clientes a largo plazo y la confiabilidad de los ingresos de la Terminal de Regasificación ECA LNG. Adicionalmente, en el supuesto de que alguna o varias de las contrapartes de la Compañía incumpla o se vea en la imposibilidad de cumplir oportunamente con sus obligaciones contractuales, o de que alguno de estos contratos se dé por terminado en forma anticipada, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía podrían tener un impacto material adverso. Además, la Compañía no puede garantizar que en caso de que alguno de estos contratos se dé por terminado, logrará celebrar contratos de capacidad de almacenamiento de GNL, regasificación o transporte de gas natural a largo plazo con otros usuarios, en términos al menos iguales a los originales. De no poder hacerlo, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas podrían verse afectados en forma adversa significativa.

Cualquier retraso prolongado de los pagos por parte de clientes puede ocasionar estrés de liquidez para la Compañía.

A pesar de que la Compañía lleva a cabo de forma diligente el proceso de facturación y cobro a sus Clientes, algunos pueden presentar retrasos considerables. Los reclamos de fuerza mayor y, en general, los retrasos en el cobro de las facturas de los clientes debido a una variedad de factores, incluido el impacto de la pandemia de COVID-19, pueden afectar negativamente nuestra liquidez y recursos de capital. Cualquier reclamo material o demora en los pagos de los clientes, como las demoras relacionadas con nuestro arbitraje pendiente con Shell y Gazprom o la suspensión de pagos del segmento Guaymas - El Oro del Gasoducto Sonora puede afectar negativamente la liquidez de la Compañía. La solidez de la Compañía le ha permitido solventar dichos retrasos, sin embargo, no puede anticipar que siempre cuente con los recursos necesarios. Existen mecanismos de salida dentro de los Contratos que podrían mitigar parcial o totalmente dicho riesgo. Sin embargo, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La adecuada operación de la infraestructura de energía de la Compañía depende de ciertos proveedores clave, incluyendo una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía.

Las actividades de la Compañía dependen de que ciertos proveedores clave cumplan con sus respectivos contratos. En particular, las operaciones de almacenamiento de GNL de la Compañía han dependido de que ciertas filiales de Sempra Energy suministren una cantidad adecuada de GNL para mantener la terminal operativa de manera ininterrumpida, y para la venta de gas natural a los usuarios. Desde el inicio de operaciones de la Terminal de GNL, la Compañía no ha podido obtener de filiales de Sempra Energy las cantidades de GNL necesarias para cumplir con la totalidad de las obligaciones contractuales de IEnova Marketing frente a los usuarios de gas natural usando GNL regasificado. Sin embargo, las filiales de Sempra Energy están en posibilidad de comprar y entregar las cantidades necesarias de gas en la frontera con los Estados Unidos; y realizan pagos a IEnova Marketing para cubrir los costos fijos relacionados con la capacidad de almacenamiento contratada con la Terminal de GNL y los gasoductos, en la medida en que suministre un volumen anual de GNL inferior al pactado y, en consecuencia, no utilice la totalidad de la capacidad reservada.

Esta obligación de pago ha sido suficiente para cubrir las pérdidas que IEnova Marketing hubiera sufrido en caso contrario en los últimos años. A partir de 2018, las operaciones del sistema de distribución ECOGAS dependen principalmente del suministro de gas natural a través del sistema de transporte por parte de CENAGAS para Chihuahua y Durango y SoCalGas para Mexicali, para su posterior venta a los usuarios. Si alguno de estos proveedores clave incumple con sus obligaciones de suministro, la Compañía podría incurrir en gastos considerables y, en algunos casos, se vería expuesta a los riesgos relacionados con la volatilidad del precio de los insumos, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía también está expuesta al riesgo de que los proveedores que tienen adeudos económicos o de abasto de insumos como resultado de la celebración de operaciones de mercado u otros contratos a largo plazo, incumplan con sus obligaciones contractuales. En dicho supuesto, la Compañía podría verse obligada a contratar coberturas adicionales o a cumplir con los contratos subyacentes mediante la compra de insumos a otros proveedores a los precios de mercado vigentes. Esto podría ocasionar pérdidas adicionales en la medida de las cantidades pagadas a los proveedores responsables del incumplimiento. Además, los problemas financieros enfrentados por los proveedores de la Compañía podrían dar lugar a incrementos en los costos de la misma o afectar en forma adversa las operaciones de su infraestructura de energía. Los potenciales proveedores de GNL podrían estar sujetos a políticas internacionales, presiones económicas y riesgos que podrían afectar el abastecimiento de GNL.

La situación financiera de cualquiera de los proveedores de la Compañía puede verse afectada por una gran cantidad de factores; incluyendo desastres naturales, accidentes o actos de terrorismo; que a su vez pueden afectar la capacidad de los mismos para cumplir con sus obligaciones frente a la Compañía. Los términos de pago estipulados en los contratos entre la Compañía y sus proveedores se consideran normales en sus respectivos mercados. Sin embargo, cualquier cambio significativo en los términos de pago pactados con los proveedores estratégicos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La capacidad de la Compañía para suministrar electricidad, gas natural, Gas LP y etano depende de servicios y activos de los que no es propietaria o que no se encuentran bajo su control.

Las instalaciones de la Compañía están interconectadas a instalaciones ubicadas fuera de las zonas que atiende. Por tanto, la Compañía depende frecuentemente de líneas de transmisión de electricidad, gasoductos y otras instalaciones de transporte propiedad de terceros y/u operadas por terceros, para poder:

- Entregar la electricidad, el gas natural, el Gas LP y etano vendidos a sus clientes;
- Suministrar gas natural a sus plantas de generación de electricidad;
- Enviar y recibir entregas ferroviarias de productos refinados en las instalaciones de la Compañía;
- Suministrar servicios de energía a usuarios finales; y
- Abastecerse de gas natural y Gas LP para la posterior venta a sus clientes.

La Compañía también depende de los ductos de gas natural para interconectarse con sus proveedores y clientes, así como en barcos especializados para transportar GNL a su terminal de almacenamiento y de líneas de transmisión para transportar la electricidad que vende a sus clientes. Si el servicio de transporte se interrumpe o la capacidad resulta inadecuada, incluso como resultado de los esfuerzos de mitigación implementados por las autoridades en respuesta a la pandemia de COVID-19, la capacidad de la Compañía para vender y entregar sus productos y servicios podría verse afectada; y la Compañía podría resultar responsable de los daños incurridos por sus clientes, incluyendo los costos adicionales relacionados con la adquisición de gas natural o Gas LP de fuentes alternativas a los precios vigentes en ese momento en el mercado *spot*, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

En el supuesto de que los insumos transportados en los sistemas de la Compañía no cumplan con ciertas especificaciones, los ductos o mercados con los que ésta se encuentra interconectada podrían rechazar dichos productos.

Las Normas Oficiales Mexicanas y las Disposiciones Administrativas de Carácter General (emitidas por la CRE y ASEA) establecen especificaciones con las que deben cumplir los productos transportados en los sistemas de ductos de gas natural, etano y

Gas LP, así como en algunos casos especificaciones de diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos. Estas especificaciones incluyen requisitos tales como el punto de condensación, la composición, la temperatura y el contenido de componentes extraños (incluyendo agua, azufre, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno) de los hidrocarburos, petroquímicos y petrolíferos. En el supuesto de que la mezcla total de los productos entregados a un determinado ducto o mercado no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas, la Compañía deberá revelar dicha circunstancia tanto al productor como al ducto o mercado aplicable. Dicho ducto o mercado podría rehusarse a aceptar la totalidad o parte de los productos inadecuados programados para entrega, lo cual podría reducir los volúmenes de procesamiento de insumos o los ingresos de la Compañía y podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía no es propietaria de todos los inmuebles donde se ubican sus proyectos y activos de infraestructura energética, por lo que sus operaciones podrían sufrir trastornos como resultado de actos realizados por los propietarios.

La Compañía no es propietaria de todos los inmuebles en los que están construidos sus gasoductos, instalaciones y demás infraestructura. Algunos de los gasoductos de la Compañía cruzan por cuerpos de agua, en cuyo caso es requerida la aprobación gubernamental de entidades como la Comisión Nacional del Agua y actividades estatales. Por lo general, la Compañía adquiere los derechos para construir y operar sus gasoductos y demás infraestructura en terrenos pertenecientes a terceros o a las autoridades gubernamentales a través de un contrato o una concesión, durante cierto período de tiempo. Por tanto, si en el futuro se determina que la Compañía no cuenta con derechos de vía, arrendamientos en pleno efecto y concesiones para la ocupación de las zonas federales concesionadas, o si dichos derechos o arrendamientos vencen o se dan por terminados por adelantado, la Compañía podría verse expuesta a términos más onerosos o incrementos en costos para obtener los derechos de uso de estos inmuebles, o bien a la pérdida del derecho para ocupar una zona federal lo que traería aparejado la obligación de retirar los bienes nacionales ocupados sin derechos a ello. La pérdida de estos derechos en el supuesto de que la Compañía no logre renovar los derechos de vía, de zonas federales o arrendamientos correspondientes podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía podría enfrentar retrasos en las obras de construcción o incrementos de costos en sus proyectos, en caso de demoras en la obtención de los derechos de vía para los inmuebles donde se construirán los proyectos o activos, o de imposibilidad de obtener dichos derechos. Si la Compañía no obtiene oportunamente los derechos de vía correspondientes, podría incurrir en costos adicionales y retrasos en el inicio de operaciones toda vez que sin haber obtenido el derecho correspondiente, no podría iniciar construcciones necesarias. Además, en el supuesto de que resulte imposible obtener los derechos de vía, la Compañía podría verse obligada a modificar la ruta de los proyectos. Esto también podría ocasionar incrementos en costos y retrasos en el inicio de operaciones que podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La Compañía está expuesta a conductas incompatibles con sus estándares de ética y cumplimiento. Las políticas y procedimientos de cumplimiento podrían no ser capaces de detectar el fraude, lavado de dinero y otras actividades ilegales o impropias completa o puntualmente, lo que podría exponer a la Compañía a multas, responsabilidades y riesgo reputacional.

Dada la gran cantidad de contratos celebrados entre la Compañía y sus proveedores y contratistas, la distribución de sus operaciones y la gran variedad de partes con las que interactúa en el curso de sus negocios, la Compañía está sujeta al riesgo de que sus empleados, proveedores, contratistas o cualquier persona que tenga relaciones con la Compañía pueda malversar o manipular sus activos o información, hacer pagos impropios o participar en lavado de dinero o financiamiento ilícito, para la ventaja personal o comercial de esa persona. La Compañía está obligada a cumplir con las leyes y otras regulaciones en México y en el extranjero contra el lavado de dinero y financiamiento ilícito. Si bien la Compañía ha adoptado políticas y procedimientos destinados a detectar y prevenir lavado de dinero y otras actividades ilegales, tales políticas y procedimientos pudieran no eliminar por completo instancias de lavado de dinero y otras actividades ilegales o impropias. Además, las políticas y procedimientos de la Compañía para identificar y monitorear estos riesgos podrían no mitigarlos completamente en todos los casos. Si la Compañía no logra cumplir totalmente con las leyes y regulaciones aplicables, podría estar sujeta a multas y otras sanciones. Además, tales actos pueden resultar en pérdidas financieras materiales o daños reputacionales, los cuales podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Las actividades de la Compañía están expuestas a riesgos de mercado - incluyendo las fluctuaciones en los precios de los insumos - que podrían afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

De tiempo en tiempo, la Compañía compra productos o insumos relacionados con el sector energía a fin de cumplir con sus obligaciones contractuales frente a sus clientes. Las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía podrían verse afectados de manera adversa y significativa si los precios de mercado de la electricidad, el gas natural, el GNL u otros insumos varían en sentido o forma inesperados y contra los que la Compañía no esté protegida a través de compromisos de compra o venta u otras operaciones de cobertura. Además, aunque las operaciones de distribución de gas natural del sistema ECOGAS no están, actualmente, expuestas a riesgos de mercado debido a que el precio de compra de dicho insumo se traslada directamente a los clientes, las diferencias en precios entre el gas natural y el Gas LP afectan la capacidad de la Compañía para vender gas natural. La Termoeléctrica de Mexicali compete en el mercado libre de venta de electricidad y otros productos asociados al mercado de California en Estados Unidos, y su rentabilidad se ve afectada tanto por los ingresos y el costo de insumos, como la electricidad y el gas natural. Además, actualmente la Compañía adquiere gas natural para abastecer a la Termoeléctrica de Mexicali directamente de su subsidiaria IEnova Marketing.

La Compañía no puede ni intenta cubrir por completo sus activos o posiciones contractuales contra los cambios en los precios de los insumos, y es posible que sus procedimientos de cobertura no funcionen conforme a lo esperado.

A fin de reducir su exposición financiera a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos, la Compañía puede celebrar contratos de cobertura con respecto a sus compromisos de compra y venta, sus inventarios de GNL y gas natural, su capacidad de generación de electricidad y su capacidad de transporte, tanto en términos reales como en términos proyectados. Como parte de esta estrategia, la Compañía puede utilizar contratos de futuros, contratos de compra y venta física, swaps financieros y opciones. La Compañía no cubre íntegramente su exposición a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de mercado de sus activos o sus posiciones contractuales; y los niveles de cobertura varían con el paso del tiempo. En la medida en que la Compañía cuente con posiciones no cubiertas, o en que sus estrategias de cobertura no funcionen conforme a lo esperado, las fluctuaciones en los precios de los insumos podrían tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas. Al contratar coberturas para sus compromisos de compra y venta, la Compañía está sujeta al riesgo de que la contraparte de la operación de cobertura se vea en la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones; y dicha falta de cumplimiento podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Los cambios inesperados en los precios de mercado de los productos o insumos relacionados con el sector energía pueden derivar de muchos factores, incluyendo (1) las condiciones climáticas, (2) la estacionalidad, (3) los cambios en los niveles de oferta y demanda, (4) la existencia de limitaciones o ineficiencias en la capacidad de transmisión o transporte, (5) la disponibilidad de fuentes alternativas de energía a precios competitivos, (6) los niveles de producción de los insumos, (7) actividades relacionadas con petróleo y producción de gas por naciones u organizaciones que afecten el suministro global de petróleo y gas natural, (8) regulaciones y legislaciones energéticas y ambientales, (9) pandemias, como la pandemia de COVID-19, desastres naturales, guerras, embargos y otros eventos catastróficos y (10) expropiación de activos por autoridades competentes. Finalmente, la Compañía factura a sus clientes posterior al otorgamiento del servicio lo que genera un riesgo crediticio. A pesar de que la Compañía lleva a cabo análisis crediticios y solicita a sus clientes, en la medida de lo posible, garantías para cubrir dicha exposición, está expuesta al riesgo relacionado con el cobro de las cantidades adeudadas a la misma. Dichos cambios en los precios de mercado, o la incapacidad de la Compañía para cobrar las cantidades adeudadas a la misma, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía. Para más información con respecto a las estrategias y posiciones de cobertura de la Compañía, véanse la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de operación - Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital - Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado” y la nota 23 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Los precios del Gas LP podrían afectar adversamente el negocio de distribución de gas natural de la Compañía.

Si la Compañía no puede obtener gas natural con un precio competitivo en comparación al Gas LP, que está disponible para sus clientes actuales y potenciales a través de sus competidores, la rentabilidad del negocio de distribución de gas natural podría sufrir un efecto adverso significativo, lo que resultaría en un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

El subsidio que otorga el Gobierno Federal mexicano a la electricidad y a la gasolina podrían resultar en un efecto adverso significativo al negocio de generación de energía eólica o solar y afectar a nuestros clientes.

Actualmente, están subsidiados los precios de la electricidad y la gasolina por el Gobierno Federal mexicano. Estos subsidios a la electricidad y a la gasolina podrían representar una desventaja competitiva respecto de ciertos proyectos de energía limpia de la Compañía. Si continúa esta política de subsidio al precio de la electricidad y la gasolina y la Compañía no puede ofrecer electricidad o gasolina a precios competitivos respecto de los disponibles a sus clientes, dado que no cuentan con tarifas fijas preestablecidas, la rentabilidad de dichos activos podría resultar en un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Por lo anterior, dichos subsidios podrían desfavorecer a la Compañía, haciendo poco competitivos los precios que podamos ofrecer contra aquellos ofrecidos por PEMEX y CFE, entre otras.

Los procedimientos de administración de riesgos de la Compañía podrían resultar insuficientes para evitar que la misma sufra pérdidas.

A pesar de que la Compañía cuenta con sistemas de administración de riesgos y sistemas de control que utilizan avanzadas metodologías para cuantificar y administrar sus riesgos, cabe la posibilidad de que estos sistemas no siempre logren impedir que la Compañía sufra pérdidas considerables. También es posible que los procedimientos de administración de riesgos no siempre se sigan adecuadamente o funcionen conforme a lo esperado. Además, los límites diarios del valor en riesgo se basan en los movimientos históricos de los precios. Si los precios se desvían sustancialmente o en forma persistente de los niveles históricos, los límites diarios podrían ser insuficientes para proteger a la Compañía contra la posibilidad de sufrir pérdidas significativas. Debido a estos y otros factores, no existe garantía de que los procedimientos de administración de la Compañía impedirán que la misma sufra pérdidas que puedan tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La Compañía realiza una parte de sus operaciones a través de sus negocios conjuntos, los cuales están sujetos a control conjunto.

Toda vez que la Compañía comparte el control de los negocios conjuntos en varios proyectos con sus socios, en caso de que exista algún desacuerdo con ellos, la Compañía podría llegar a encontrarse obligada a vender su participación en el negocio conjunto, o comprar la participación de los socios en el negocio conjunto, o recurrir a la resolución de controversias. Si cualquier socio se negara a cooperar efectivamente en la administración y operación del negocio conjunto, podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o perspectivas.

La operación de las instalaciones de la Compañía depende de que ésta mantenga buenas relaciones con sus empleados.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía contaba con 1,794 empleados, de los cuales 669 son de administración y 1,125 son operativos y de mantenimiento en las instalaciones de la Compañía. De los empleados de operación y mantenimiento, 45 se encuentran bajo un contrato colectivo de trabajo con diversos sindicatos. Los contratos colectivos de trabajo que la Compañía tiene celebrados se renegocian en forma independiente para cada empresa. Los salarios se revisan anualmente y los demás términos se revisan cada dos años.

Cualquier falta de acuerdo con respecto a la celebración de nuevos contratos colectivos o a la renegociación de los contratos vigentes con empleados directos o con el esquema de subcontratación (“outsourcing”), podría dar lugar a huelgas, boicoteos u otros conflictos laborales. Estos posibles conflictos podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera,

los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía. Las instalaciones de la Compañía no se han visto afectadas por conflictos laborales desde que la misma inició sus operaciones.

Adicionalmente, como consecuencia de la reforma constitucional al Artículo 123 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en 2017, el 1º de mayo de 2019 se reformó la Ley Federal del Trabajo en la que se modificaron, entre otras cosas, reglas y procedimientos a sindicatos y la creación de nuevos tribunales laborales. Una de las modificaciones más relevantes es que, a partir de la reforma, es necesario que los sindicatos acrediten que cuentan con la representación fáctica de los trabajadores sindicalizados para tener un contrato colectivo de trabajo vigente lo cual se puede traducir en una mayor actividad sindical en el país. No obstante, la Compañía no está aún en condiciones de predecir el impacto de dichas reformas a la ley laboral en sus actividades diarias. Por último, cambios en materia laboral derivados de la renegociación del T-MEC podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

El 12 de noviembre de 2020, el Ejecutivo Federal presentó ante la Cámara de Diputados una iniciativa de ley que consistió en múltiples reformas a la Ley Federal del Trabajo (“LFT”), Ley del Seguro Social (“LSS”), Ley del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (“LINFONAVIT”), Código Fiscal de la Federación (“CFF”), Ley del Impuesto Sobre la Renta (“LISR”) y Ley del Impuesto al Valor Agregado (“LIVA”) con la finalidad de regular los acuerdos de subcontratación de personal en México. La iniciativa fue aprobada el 13 de abril de 2021 por la Cámara de Diputados, el 20 de abril de 2021 por la Cámara de Senadores y se publicó en el Diario Oficial de la Federación (“DOF”) el 23 de abril del mismo año.

El decreto entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF, sin embargo, algunas de las nuevas disposiciones en materia laboral y de seguridad social entraron en vigor el 1 de septiembre de 2021 derivado de una prórroga publicada en la edición vespertina del DOF el sábado 31 de julio de 2021, mientras que el resto entraron en vigor en el ejercicio fiscal 2022. Desde el 1 de septiembre de 2021, las personas físicas y morales que presten servicios de subcontratación deben obtener el registro ante la Secretaría del Trabajo y Previsión Social que prevé el artículo 15 de la Ley Federal del Trabajo.

Derivado de la entrada en vigor de la reforma, la operación de empresas mexicanas se ha visto afectada drásticamente, toda vez que se eliminó la posibilidad de tener esquemas de subcontratación interna empresas de servicios dentro del mismo grupo (“insourcing”) y de contratar servicios a través de un tercero prestador de servicios que contrate a todos o a una parte de los empleados necesarios para la operación de un negocio particular (“outsourcing”), lo anterior aun cuando éstas cumplan puntualmente con todas sus obligaciones fiscales, laborales y de seguridad social.

Las reformas en materia laboral, así como la implementación de las mismas, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en la estructura de empresas de servicio actual.

Los conflictos laborales, las huelgas o la negociación de aumentos salariales considerables o cualquier cambio en las leyes vigentes, ya sea como resultado de las iniciativas sindicales, las rotaciones de personal o cualesquiera otras circunstancias, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

La Compañía depende de sus empleados y directivos relevantes, y de su conocimiento en el sector energía y sus segmentos de negocios, y la Compañía podrá verse imposibilitada para remplazar a aquellos directivos y empleados clave en caso de que renunciasen.

Las operaciones y el crecimiento continuo del negocio dependen de la habilidad de la Compañía para atraer y mantener a su personal, incluyendo la administración corporativa, ingenieros especializados y empleados, quienes cuentan con la experiencia necesaria y requerida para administrar y operar el negocio. La competencia por alto personal calificado es intensa, y la pérdida de cualquier ejecutivo, administrador superior o cualquier otro empleado que resulte clave sin el reemplazo adecuado o la imposibilidad de atraer nuevo personal calificado podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

Las actividades de la Compañía se concentran en proyectos de infraestructura de energía ubicados en varios estados de la república y los sucesos que afecten a dichas regiones en particular, tales como las recesiones a nivel local, los desastres naturales, la regulación por parte de las autoridades locales, el aumento en los índices de delincuencia o los acontecimientos de orden político y social, podrían tener un efecto adverso significativo en la Compañía.

Los proyectos de infraestructura de energía actuales de la Compañía están ubicados principalmente en los estados de Baja California, Sinaloa, Sonora, Chiapas, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí, Aguascalientes, Tabasco, Puebla, Estado de México, Colima y Veracruz; y todos los permisos y autorizaciones para dichos proyectos fueron otorgados ya sea por el Gobierno Federal o por las autoridades gubernamentales de dichos Estados. Como resultado de lo anterior, las reformas legislativas, los recientes cambios regulatorios— ver Factor de Riesgo “*La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades*”, la adopción de medidas, la implementación de reglas más estrictas o el establecimiento de requisitos adicionales por parte de las autoridades gubernamentales competentes (incluyendo los cambios derivados de las elecciones estatales y municipales) pueden afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía. Además, la Compañía está expuesta a los riesgos relacionados con las recesiones a nivel local, los desastres naturales en dichas regiones, los aumentos en los niveles de delincuencia a nivel local o los acontecimientos de orden político y social en dichas regiones, que podrían tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

La cobertura de seguros de la Compañía podría resultar insuficiente.

La Compañía cuenta con pólizas de seguro que amparan sus operaciones, incluyendo las operaciones de la Terminal de GNL y las correspondientes terminales marítimas, instalaciones de generación de electricidad, sistemas de transporte, almacenamiento y sistemas de distribución. Estas pólizas proporcionan cobertura de seguro de daños sobre bienes, interrupción de negocio, responsabilidad civil, responsabilidad ambiental, por cantidades y sujetas a deducibles que en opinión de la Compañía son adecuados. Sin embargo, la Compañía no puede garantizar que en el futuro logrará adquirir cobertura de seguros a primas razonables o en términos y límites similares a los de sus pólizas actuales o en los términos que le sean necesarios. Además, la cobertura de seguros contra un determinado siniestro podría resultar insuficiente, o podrían ocurrir accidentes o siniestros no amparados o que se vuelvan materia de conflicto. Actualmente, en las pólizas de seguros de la Compañía se excluyen de la cobertura ciertos eventos tales como guerras o actos del gobierno debido a que de manera frecuente la cobertura de estos eventos no es económicamente viable, o no existe cobertura para cierto tipo de eventos.

La Compañía no puede garantizar que en el supuesto de que ocurran determinados siniestros, de que pierda la totalidad o una parte de sus instalaciones o de que sus operaciones se vean interrumpidas por períodos prolongados, los pagos de seguros derivados de las pólizas respectivas serán suficientes para cubrir sus pérdidas de ingresos, incrementos en costos o los costos de reparación o reemplazo resultantes. Además, no existe garantía de que al momento de ocurrir el siniestro respectivo, las aseguradoras correspondientes serán solventes. Estas pérdidas de ingresos, incrementos en costos o costos adicionales podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Cambios a, o el reemplazo de la Tasa de Interés LIBOR de Referencia, podrían afectar adversamente el negocio, situación financiera, liquidez y resultados de operación de la Compañía.

LIBOR es una tasa de interés de referencia que se utiliza como tasa de referencia para una amplia gama de transacciones financieras, incluidos derivados y préstamos. La Autoridad de Conducta Financiera (Financial Conduct Authority (por sus siglas en inglés, FCA)) del Reino Unido, que regula la LIBOR, ha destacado la necesidad de que los participantes del mercado transiten fuera de la LIBOR. ICE Benchmark Administration, el administrador de la LIBOR, con el apoyo de la FCA, dejó de publicar ciertos plazos de la LIBOR en dólares estadounidenses al cierre del 2021 y dejará de publicar ciertos plazo clave a mediados de 2023 para préstamos existentes y que no se permitirán contratos que contemplen LIBOR en dólares estadounidenses con posterioridad al cierre de 2021. Esto podría causar que la LIBOR se desempeñe de manera diferente a como se ha desempeñado históricamente, pendiente a cualquier discontinuación o modificación y después de cualquier modificación. La adopción de la Tasa de Financiamiento

Garantizado a Un Día (Secured Overnight Financing Rate (por sus siglas en inglés, SOFR)), la cual ha sido identificada como la tasa de referencia de remplazo de la LIBOR podría dar lugar a pagos de intereses más altos de lo esperado o que en el tiempo no se correlacionen con los pagos que se habrían hecho sobre tal endeudamiento si la tasa LIBOR aplicable estuviera disponible en su forma actual. Los cambios o la discontinuación de LIBOR, cualquier incertidumbre adicional relacionada con la implementación de tales cambios, o la discontinuación y las incertidumbres relacionadas con el desempeño y características de las tasas de referencia alternativas, podrían tener un efecto adverso y significativo en el valor y costo de nuestra deuda a tasa variable y/o créditos, en nuestra futuras tasas de intereses de coberturas y el costo de hacer negocios bajo nuestros acuerdos comerciales que incorporan LIBOR, y podría requerirnos buscar modificar los términos de la deuda correspondiente o de los contratos, lo cual podría ser en términos sustancialmente peores que los términos actuales. Al 31 de diciembre de 2021, el 25.7% de la deuda consolidada de la Compañía denominada en moneda extranjera tiene tasas variables indexadas a LIBOR. En este momento, la Compañía no puede predecir el impacto futuro de una desviación de la LIBOR como tasa de referencia, sin embargo, si las tasas futuras basadas en la tasa de referencia sucesora (o un nuevo método para calcular la LIBOR) son más altas que las tasas LIBOR determinadas actualmente, podría afectar de manera adversa el negocio, situación financiera, liquidez y resultados de operación de la Compañía.

La Compañía utiliza habitualmente materiales volátiles y sustancias peligrosas que la exponen a riesgos que pueden afectar sus operaciones.

Las operaciones de la Compañía conllevan el almacenamiento, utilización, disposición, distribución y transporte de materiales altamente inflamables y explosivos que están sujetos a una extensa regulación en materia de riesgo ambiental. Aun cuando la Compañía cumpla con todos los requisitos y estándares ambientales, sanitarios, de seguridad industrial y operativa, de transporte, de administración de riesgos y de seguridad como el SASISOPA, que inciden en las operaciones que realiza, que están expuestas a importantes riesgos relacionados con el uso, almacenamiento, transporte, distribución y disposición de dichos materiales, incluyendo:

- Explosiones;
- Incendios;
- Condiciones climáticas severas y desastres naturales;
- Fallas mecánicas tales como las fugas y roturas de los gasoductos y tanques de almacenamiento;
- Descargas o emisiones de sustancias o gases peligrosos;
- Otros riesgos de carácter ambiental; y
- Actos de terrorismo, delincuencia o sabotaje.

Cualquier accidente, daño o destrucción derivado del uso de estos materiales y sustancias peligrosas a las personas, el ambiente y los recursos naturales, podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía. Véase la sección “Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía – La Compañía está sujeta a una gran cantidad de disposiciones en materia ambiental, de salud y de seguridad que se pueden volver más estrictas en el futuro y pueden generar mayores responsabilidades y requerir mayores inversiones en activos”.

Las operaciones de distribución de gas natural de la Compañía (sistema ECOGAS) podrían enfrentar una mayor competencia como resultado del vencimiento de sus derechos de exclusividad.

La Compañía contó con un período de exclusividad de 12 años por lo que respecta a la distribución de gas natural en cada una de las tres zonas geográficas donde realiza dichas actividades. El último de dichos períodos de exclusividad concluyó en 2011. Por lo tanto, la Compañía podría enfrentarse a competencia de parte de otros distribuidores debido a que actualmente éstos pueden construir sistemas de distribución y competir con la Compañía para atraer clientes en cada una de dichas zonas. En la medida en que estos distribuidores amplíen sus sistemas, o de que otros distribuidores incursionen en el mercado y construyan nuevos sistemas de distribución de gas natural en estas zonas, generarán competencia adicional para el gas natural suministrado por la Compañía; y en el supuesto de que ésta no logre competir exitosamente con dichos competidores, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas podrían verse afectados en forma adversa y significativa.

La Compañía se encuentra sujeta a interrupciones o fallas en sus sistemas de tecnología de la información.

La Compañía depende de sofisticados sistemas de tecnología de la información e infraestructura para sustentar sus actividades, incluyendo procesos de control tecnológico. Cualquiera de dichos sistemas es susceptible a fallas provocadas por fuego, explosiones, inundaciones, pérdida de energía, fallas en las telecomunicaciones y otros eventos similares. Las fallas en los sistemas de tecnología de la información, interrupciones de la red y violaciones a la protección de datos podrían interrumpir las operaciones de la Compañía y provocar el retraso o la cancelación de operaciones y reporte de resultados financieros, lo que podría resultar en la divulgación no intencional de la información de la Compañía o de sus clientes, o causar un daño a la reputación de la Compañía. Dichas fallas podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía y la Compañía no puede asegurar que los planes de continuidad para sus actividades sean completamente efectivos durante una falla o interrupción de los sistemas de tecnología de la información.

Finalmente, como se ha visto en recientes ataques cibernéticos contra entidades privadas y/o gubernamentales, ataques de esta naturaleza podrían infligir un daño en gran escala para la Compañía, en el corporativo o en lugares donde opera la infraestructura. Cualquier ataque cibernético, aún si no es dirigido directamente en contra de la Compañía o sus activos, podría causar interrupción generalizada a los sistemas de operación y administración de la Compañía, incluyendo la destrucción de información crítica y en un evento catastrófico inclusive la pérdida total o parcial del propio activo y provocar un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

El desarrollo de nuevas tecnologías de negocios incrementa el riesgo de ataques contra los sistemas de información y la integridad de la red de energía y la infraestructura de la Compañía.

Algunos elementos de los sistemas de infraestructura de energía de la Compañía están expuestos a los riesgos relacionados con la seguridad cibernética. Además de los riesgos de carácter general relacionados con la protección de información y la ciencia de la cibernética; incluyendo los virus, los actos maliciosos a nivel interno, protección de información sensible de los clientes y la divulgación accidental de información sensible, la industria de la energía está expuesta a nuevos riesgos de seguridad relacionados con los aparatos de medición automática relacionados con la información confidencial y otros componentes electrónicos de su infraestructura. En el entendido que sus sistemas de cómputo han sido, y continuarán siendo, susceptibles de virus, códigos maliciosos, accesos no autorizados, ataques cibernéticos y físicos, a la fecha la Compañía no ha experimentado rompimiento material de la seguridad de la red de la Compañía. La implementación de estas tecnologías ofrece una nueva oportunidad de gran escala para el lanzamiento de ataques contra los sistemas de información, la información confidencial y, aún más importante, la integridad de la red de energía y la infraestructura de gasoductos y otras instalaciones. Aunque el desarrollo de medidas de protección contra estos riesgos es materia de esfuerzos continuos a nivel industria, la Compañía no puede garantizar que no ocurrirán ataques que resulten exitosos. Cualquier ataque de este tipo en contra de los sistemas de información, la integridad de la red de suministro de energía a cualquiera de las instalaciones de la Compañía o el acceso no autorizado a información confidencial del cliente podría tener un efecto adverso significativo sobre las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la misma.

En el curso ordinario del negocio, la Compañía recibe información sensible, incluyendo datos personales de identificación de clientes y empleados, información relacionada con la utilización de energía de los clientes y otro tipo de información. El robo, daño, divulgación impropia de la información sensible puede sujetar a la Compañía a sanciones por violación a la Ley de Protección de Datos, a demandas y reclamaciones por terceras personas, requerir cumplimiento de otras regulaciones (como podrían ser regulaciones de notificación y monitoreo) y puede dañar la reputación de la Compañía. Cualquier ataque cibernético podría causar perturbaciones generalizados a sus sistemas de operación y administración, incluyendo la destrucción de información crítica y programación, que podría afectar el negocio, las operaciones y la integridad de la red eléctrica, revelar información confidencial de la Compañía, así como de sus clientes, empleados y otros.

El desarrollo de nuevas fuentes o fuentes alternativas de energía podría dar lugar a la contracción de los mercados del gas natural y/o productos refinados, en consecuencia, provocar una disminución en los ingresos generados por estos negocios.

Actualmente, los usuarios industriales del sistema de distribución de gas natural de la Compañía utilizan dicho insumo como principal fuente de energía para sus operaciones. Sin embargo, es posible que en el futuro se desarrollen otras fuentes de energía a costos competitivos, lo cual podría afectar la demanda de gas natural y, en consecuencia, los ingresos y la situación financiera de la Compañía.

Los hogares mexicanos satisfacen sus necesidades de energía principalmente a través de electricidad, Gas LP y gas natural. En la medida en que los hogares utilicen electricidad, Gas LP u otras fuentes alternativas de energía, el consumo de gas natural por parte de los usuarios residenciales podría disminuir, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

Actualmente los productos refinados como gasolina, diésel y turbosina son los principales combustibles utilizados por los distintos sectores productivos, así como por la población en general para la movilidad en el país. En la medida que se utilicen fuentes alternativas de energía y se transite hacia una economía baja en carbono, la demanda de productos refinados podría disminuir y tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

El exceso de oferta de energía y productos relacionados podría tener un impacto negativo en los resultados de la planta de generación de energía en la Termoeléctrica de Mexicali.

Algunos de los mercados mayoristas abastecidos por plantas eléctricas han experimentado caídas significativas de sus precios debido al exceso de oferta de energía y productos relacionados. Los resultados de la planta de energía de la Termoeléctrica de Mexicali podrían verse afectados de manera adversa si esta es incapaz de vender adecuadamente su producción mediante contratos de largo plazo o a precios superiores a las curvas de precio a futuros, o si se encuentra en necesidad de castigar o reconocer pérdidas respecto del capital que la Compañía ha invertido en el proyecto como resultado de cambios significativos en el mercado o condiciones regulatorias, entre otros factores. La Compañía podría administrar los riesgos en la Termoeléctrica de Mexicali al optimizar una mezcla de ventas de energía a futuro, ventas diarias y horarias de capacidad, energía y servicios auxiliares en el mercado *spot*, y transacciones estructuradas a mayor plazo. Sin embargo, la Compañía no puede asegurar que esas medidas de administración de riesgos sean exitosas y tengan el resultado esperado.

La Compañía no lleva a cabo la operación de algunos activos que pertenecen a la Compañía debido a que existen contratos de servicio y mantenimiento que fueron legados cuando se llevaron a cabo ciertas adquisiciones.

La Compañía realizó la compra de algunos activos que ya contaban con contratos de servicio y mantenimiento operados por Pemex que hoy siguen vigentes y que son: Gasoductos del Sureste, Transportadora del Norte y TDF. La Compañía realiza las diligencias posibles para llevar un control adecuado de las operaciones con base a sus propios estándares, sin embargo, no puede prever que exista en cualquier momento un manejo incorrecto de dichos activos. Cualquier manejo inadecuado de los activos no operados por la Compañía podría afectar el negocio, las operaciones, la reputación y la integridad de la Compañía, así como de sus clientes, empleados y otros.

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en el mercado a través de crecimiento orgánico y también inorgánico, lo que incluye actividades de adquisición de empresas que ya se encuentran en operación.

La Compañía analiza diligentemente la viabilidad financiera de cada adquisición, asociación o empresa conjunta que persigue. Sin embargo, está expuesta a riesgos de que la diligencia no sea suficiente, dificultades para integrar los activos adquiridos a sus estándares o defectos latentes no previstos. Cualquiera de estos eventos puede afectar el negocio y operaciones de la Compañía, así como a sus clientes, empleados y otros. La falta de integración exitosa de futuras adquisiciones, sociedades o empresas conjuntas de manera oportuna puede tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo. Si los beneficios de futuras adquisiciones, sociedades o empresas conjuntas no cumplen con las expectativas de los

analistas financieros o de la industria, puede afectar negativamente el negocio, las operaciones y la integridad de la Compañía, así como de sus clientes, empleados y otros.

La Compañía es una sociedad controladora y, como tal, depende de los resultados de operación de sus subsidiarias y negocios conjuntos.

La Compañía es una sociedad controladora que no realiza operaciones independientes y, salvo por las acciones representativas del capital social de sus subsidiarias operativas y sus coinversiones, no tiene activos significativos. Por tanto, la Compañía depende de los resultados de operación de sus subsidiarias y coinversiones. Cada una de las subsidiarias y coinversiones de la Compañía es una entidad independiente y en algunos casos la capacidad de la Compañía para recibir efectivo de parte de las mismas está sujeta a restricciones legales y contractuales. Además, de conformidad con lo dispuesto por la ley, las subsidiarias de la Compañía únicamente pueden pagar dividendos (1) con cargo a las utilidades retenidas reflejadas en los estados financieros aprobados por sus respectivas asambleas de socios, (2) una vez liquidadas las pérdidas de ejercicios anteriores y (3) previa separación del 5% de las utilidades netas del ejercicio, para la constitución de una reserva legal, hasta que el importe de dicha reserva sea equivalente a cuando menos el 20% del capital pagado de la entidad correspondiente. Cualquier cambio adverso en la situación financiera o los resultados de operación de las subsidiarias o negocios conjuntos de la Compañía, podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de esta última.

La Compañía está controlada por Sempra Energy, el accionista indirecto de IEnova que ejerce el control.

Sempra Energy, que es el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía tiene y seguirá teniendo la facultad de determinar el resultado de las votaciones con respecto a prácticamente todos los asuntos que se sometan para su aprobación a los accionistas y, por tanto, de controlar las políticas de negocios y los asuntos de la Compañía, incluyendo por lo que respecta a:

- La integración de su Consejo de Administración y, en consecuencia, las decisiones del mismo con respecto al sentido de sus negocios y políticas, incluyendo el nombramiento y la remoción de sus funcionarios ejecutivos;
- Las fusiones, demás combinaciones de negocios y otras transacciones, incluyendo aquellas que puedan dar como resultado un cambio de control;
- El decreto y pago de dividendos u otras distribuciones y, en su caso, el monto de dichos dividendos o distribuciones;
- Las ventas y demás enajenaciones de activos; y
- En su caso, el monto de la deuda a contratarse.

Con fecha 12 de abril de 2021, el Comité de Prácticas Societarias de IEnova recibió de Sempra Energy una carta de oferta definitiva no vinculante para llevar a cabo una oferta pública de adquisición respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, las cuales representaban el 29.83% de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de intercambio de 0.0323 acciones de Sempra por cada acción de IEnova. Con base en dicho Factor de Intercambio, la contraprestación implícita por acción ordinaria de IEnova en la Oferta de Intercambio, fue igual a \$87.20 pesos por acción ordinaria de IEnova.

El 12 de agosto de 2021, Sempra Energy inició una oferta pública de adquisición en efectivo de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, representativas de aproximadamente el 3.6% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova, a un precio por acción de \$78.97, la cual fue liquidada el 17 de septiembre de 2021.

El 27 de septiembre de 2021, IEnova informó que Sempra Energy anunció que ha recibido todas las aprobaciones de terceros y se han cumplido todas las condiciones materiales de cierre del acuerdo para la venta de una participación no controladora de Sempra Infrastructure a KKR y el cierre de dicha venta se programó para el 1 de octubre de 2021. El 1 de octubre de 2021, IEnova informó que Sempra anunció que había completado el cierre de la venta a KKR del 20% de la participación accionaria en Sempra Infrastructure Partners (antes Sempra Global).

Como resultado de lo anterior, Sempra mantendrá el control de IEnova a través de una participación indirecta (a través de Sempra Infrastructure Partners) de aproximadamente el 80% de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova y KKR mantiene una participación indirecta en IEnova de aproximadamente 20% de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova. Asimismo, para la implementación del cierre antes mencionado, Sempra llevó a cabo la transmisión de las acciones que mantenía directamente en IEnova, equivalentes al 29.7% del capital social de IEnova, en favor de Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., la cual es su subsidiaria indirecta totalmente controlada, a través de una serie de transferencias entre distintas subsidiarias de Sempra. El 21 de diciembre de 2021, el accionista de control de la Compañía Sempra Energy, anunció la celebración de un acuerdo para llevar a cabo una operación que incluye una participación no controladora del 10% en Sempra Infrastructure Partners (Sempra Infrastructure) a una subsidiaria de Abu Dhabi Investment Authority (ADIA).

La Compañía forma parte de un grupo empresarial y celebra operaciones con partes relacionadas y filiales, lo cual podría generar conflictos de intereses.

La Compañía celebra y prevé que continuará celebrando operaciones con diversas entidades pertenecientes a su accionista indirecto que ejerce el control, Sempra Energy, o que están controladas por esta última, en ambos casos ya sea directa o indirectamente. Tanto las disposiciones aplicables a las sociedades cuyas acciones se cotizan entre el público, como los estatutos de la Compañía, establecen diversos procedimientos para garantizar que los términos de las operaciones entre el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía y sus subsidiarias, o entre las subsidiarias de una misma sociedad controladora, no se aparten sustancialmente de los términos de mercado aplicables a los tipos de operaciones de que se trate, incluyendo la necesidad de que el consejo de administración apruebe la celebración de dichas operaciones. Es probable que la Compañía continúe celebrando operaciones con Sempra Energy y las subsidiarias y filiales de esta última; y es probable que las subsidiarias y filiales de la Compañía continúen celebrando operaciones entre sí. La Compañía no puede garantizar que los términos, que en su opinión y en la opinión de sus subsidiarias “se apegan sustancialmente a los términos de mercado”, serán considerados como tales por terceras personas. Además, en el futuro podrían surgir conflictos de intereses entre la Compañía y Sempra Energy o cualquiera de las subsidiarias o filiales de esta última, o entre las subsidiarias y filiales de la Compañía, y no existe obligación de que dichos conflictos se resuelvan y de hecho podrían no resolverse en favor de la Compañía. Por ejemplo, Sempra Energy es propietario de una planta de licuefacción en el estado de Luisiana y está desarrollando otra planta en el estado de Texas, que puede tomar en cuenta en su evaluación de la potencial planta de licuefacción de la Compañía. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.”

La revelación de información corporativa en México puede diferir de la revelación de información publicada, regularmente por o acerca de emisoras de valores en otros países, incluyendo los Estados Unidos.

Un objetivo principal de las leyes de valores de los Estados Unidos, México y otros países es promover la revelación, completa y justa, de toda la información corporativa relevante, incluyendo información contable. Sin embargo, puede existir distinta o menor información pública disponible respecto a emisoras de valores en México que la que regularmente ponen a disposición las compañías públicas en otros países, incluyendo los Estados Unidos.

Riesgos relacionados con las declaraciones en cuanto al futuro

Este Reporte contiene estimaciones y declaraciones con respecto al futuro. Estas estimaciones y declaraciones están relacionadas con las actividades, situación financiera, resultados de operación, flujos de efectivo y proyectos de la Compañía. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro se basan principalmente en las expectativas y estimaciones actuales de la Compañía en cuanto a hechos y tendencias futuros. A pesar de que la Compañía considera que estas estimaciones y declaraciones con respecto al futuro se basan en presunciones razonables, dichas estimaciones y declaraciones están sujetas a diversos riesgos y factores inciertos y se basan en la información que la Compañía tiene disponible a la fecha de este Reporte.

Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro pueden verse afectadas, entre otras cosas, por los siguientes factores:

- La situación, las decisiones y los acontecimientos de orden económico, político, legislativo, regulatorio y competitivo, a nivel local, nacional e internacional;
- Las condiciones políticas, económicas y sociales a nivel global, en México y en aquellos estados y municipios en los que se localizan las inversiones de la Compañía;
- Las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales, reguladoras y ambientales en México y otros países, así como las fechas de adopción de dichas medidas, incluyendo las medidas relacionadas con la reforma energética y sus requisitos;
- Las desviaciones de los precedentes y prácticas regulatorias que resulten en la reubicación de los beneficios u obligaciones entre los prestadores de servicios de energía regulados y sus inversionistas, clientes, accionistas, proveedores y otros, así como retrasos en las autorizaciones regulatorias por parte de las agencias, para recuperar costos en las tarifas cobradas de los clientes;
- La disponibilidad de energía eléctrica, gas natural y gas natural licuado, capacidad en ductos y de almacenamiento, incluyendo los trastornos causados por fallas en la red de distribución, explosiones de los ductos y fallas en el equipamiento;
- Los mercados de energéticos, incluyendo la fecha y el alcance de las fluctuaciones y la volatilidad en los precios de los insumos; así como el impacto de cualquier reducción material en el precio del petróleo que haya sido más prolongado o severo, en comparación con los promedios históricos;
- Los servicios prestados y financiamientos otorgados a la Compañía por sus filiales;
- Los resultados de los litigios civiles y penales, investigaciones regulatorias y conflictos de la Compañía;
- La pérdida de los proveedores o clientes más importantes de la Compañía;
- La capacidad de la Compañía para completar e integrar exitosamente adquisiciones de negocios;
- Cambios fiscales;
- La capacidad de la Compañía para contratar, entrenar y conservar empleados y ejecutivos altamente capacitados;
- La oportunidad y el éxito de los esfuerzos de la Compañía por lo que respecta al desarrollo de sus actividades y a sus proyectos de construcción, mantenimiento e inversión en activos, incluyendo los riesgos relacionados con su capacidad para obtener, mantener o prorrogar oportunamente los permisos, licencias, certificados y demás autorizaciones necesarias;
- La capacidad de la Compañía para ganar licitaciones competitivas de proyectos de infraestructura contra competidores fuertes para dichos proyectos;
- La capacidad de la Compañía para integrar adecuadamente y lograr las sinergias esperadas en las adquisiciones y negocios conjuntos que celebre;
- Las guerras, los atentados terroristas, la delincuencia a nivel local, las condiciones climáticas, los desastres naturales, los accidentes catastróficos, fallas de equipamiento y los esfuerzos en materia de preservación y cualquier otro evento que pudiera perturbar las operaciones de la Compañía, ocasionar daños en las instalaciones y sistemas, causar la emisión de gases de efecto invernadero o dañinos o sujetar a la Compañía a reclamos contra terceros por daño a la propiedad o daño personal, algunos de los cuales podrían no estar cubiertos por seguros (incluyendo costos en exceso de límites de pólizas aplicables) o podrían ser impugnados por las aseguradoras;
- Las decisiones y requisitos en materia ambiental, regulatoria, legal y de negocios;
- La imposibilidad o la decisión de no celebrar contratos de suministro y de venta a largo plazo, o contratos de capacidad a largo plazo;
- El incremento en la competencia debido a la pronosticada expansión del sector de gas en México;
- La dependencia de la Compañía en activos y servicios de transporte de gas natural y otros hidrocarburos de los cuales no es propietaria o no controla;
- Los riesgos derivados de trabajar con o manipular materiales volátiles y/o peligrosos;
- Los riesgos relacionados con posibles ataques a los sistemas de informática de la Compañía e integridad de la red de infraestructura utilizados para operar los negocios de la Compañía, la integridad de la red de energía, la confidencialidad de la información relevante de la Compañía, así como la información personal de los clientes y empleados de la Compañía;

- Las interrupciones temporales o permanentes a las operaciones de sus activos, tales como sus ductos, instalaciones de almacenamiento y/o instalaciones de generación eléctrica, debidas a causas de fuerza mayor o a otros eventos fuera del control de la Compañía;
- Las expropiaciones de activos y bienes por parte del gobierno o cambios en las condiciones contractuales, así como otras disputas sobre propiedades de la Compañía;
- La situación de los mercados de capitales, incluyendo la disponibilidad de crédito y la liquidez de las inversiones de la Compañía, inflación, las tasas de interés y los tipos de cambio;
- Los riesgos que suponen las decisiones y actos de terceros que controlan las operaciones o inversiones en los que la Compañía no tiene una participación controladora, y riesgos de que los socios y contrapartes de la Compañía no sean capaces (debido a problemas de liquidez, quiebra u otros) o no estén dispuestos a cumplir con sus obligaciones contractuales; y
- Los demás riesgos y factores inciertos descritos en esta sección y en el resto de este Reporte, los cuales pueden ser difíciles de predecir y muchos de los cuales se encuentran más allá del control de la Compañía.

Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro pueden identificarse por el uso de palabras tales como “considera”, “espera”, “prevé”, “planea”, “estima”, “proyecta”, “contempla”, “se propone”, “sume”, “depende”, “debería”, “podría”, “tendría”, “tendrá”, “podrá”, “posible”, “propuesto”, “objetivo”, “meta” y otras expresiones similares, o cuando se discute la estrategia, planes, metas, oportunidades, iniciativas, objetivos o intenciones, la Compañía está haciendo estimaciones y declaraciones con respecto al futuro únicamente son válidas a la fecha de este Reporte y la Compañía no asume obligación alguna de actualizarlas o modificarlas en la medida en que adquieran nueva información, ocurran determinados hechos o surjan otros factores. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro conllevan riesgos e incertidumbre y no constituyen garantía del desempeño futuro de la Compañía. Los resultados reales de la Compañía podrían diferir sustancialmente de los previstos en las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro. Dados los factores de riesgo e incertidumbre antes descritos, es posible que las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro no se cumplan y que los futuros resultados y desempeño de la Compañía sean sustancialmente distintos de los previstos en las mismas. Debido a lo anterior, los inversionistas no deben confiar indebidamente en las estimaciones y declaraciones respecto al futuro.

Otros Valores:

OTROS VALORES

El 14 de diciembre de 2017 la Compañía efectuó la emisión de USD\$840 millones de Senior Notes, compuesta por un monto de principal de USD\$300 millones a una tasa de 3.750% con vencimiento en 2028 y de un monto de principal de USD\$540 millones a una tasa de 4.875% con vencimiento en 2048. La Compañía utilizó los recursos netos de la oferta para el pago de deuda de corto plazo y para fines corporativos generales. Los Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch (BBB+), Moody's (Baa1) y Standard & Poor's (BBB). Los Senior Notes fueron ofrecidos y vendidos a través de una oferta privada a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de conformidad con la Norma 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, reformada. IEnova no registró los Senior Notes ni en México, ni en Estados Unidos. Los Senior Notes fueron registrados en el Singapore Exchange Securities Trading Limited.

El 15 de septiembre de 2020, la Compañía llevó a cabo una emisión de USD\$800 millones de Senior Notes a una tasa de 4.750% con vencimiento en 2051. La Compañía utilizó los recursos netos de la oferta para el pago de deuda de corto plazo y para

finances corporativos generales. Los Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch (BBB), Moody's (Baa2) y Standard & Poor's (BBB). Los Senior Notes fueron ofrecidos y vendidos a través de una oferta privada a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de conformidad con la Norma 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, según ha sido reformada. IEnova no registró los Senior Notes ni en México, ni en Estados Unidos. Los Senior Notes fueron registrados en el Singapore Exchange Securities Trading Limited.

Derivado de lo anterior, la Compañía está sujeta a las obligaciones de divulgación y de presentar reportes periódicos ante la CNBV y la Bolsa de conformidad con lo establecido en la Circular Única de Emisoras, Circular de Auditores Externos y en el Reglamento Interno de la Bolsa. Por cada reporte periódico o comunicado presentado ante CNBV y BMV, la Compañía enviará la versión en inglés, de manera simultánea, salvo ciertas excepciones de horario, al Singapore Exchange Securities Trading Limited. Salvo por lo anterior, la Compañía no está obligada a presentar reportes de carácter público ante autoridad regulatoria o bolsa de valores alguna.

Desde 2013, la Compañía ha entregado en tiempo y forma los reportes trimestrales, anuales, información jurídica y eventos relevantes, requeridos por la CNBV y la BMV de conformidad con lo establecido en la Circular Única de Emisoras, Circular de Auditores Externos y en el Reglamento Interno de la BMV.

Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el registro:

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO

Con fecha 14 de octubre de 2021 la Compañía mediante oficio número 153/10026985/2021 de fecha 13 de octubre de 2021 emitido por la CNBV, obtuvo autorización para la cancelación de la inscripción en el RNV a cargo de dicha CNBV, de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de IEnova. Como consecuencia de lo anterior, dichas acciones dejaron de estar listadas en la BMV a partir del 15 de octubre de 2021.

Derivado de lo anterior, a la fecha de este Reporte Anual los únicos valores emitidos por la Compañía e inscritos en el RNV son los Certificados Bursátiles con clave de pizarra "IENOVA 13" inscritos en el RNV.

Destino de los fondos, en su caso:

DESTINO DE LOS FONDOS

Los recursos derivados de las diversas ofertas públicas llevadas a cabo por la Compañía han sido, a la fecha de este Reporte, totalmente aplicados conforme al destino señalado en los prospectos de colocación y/o suplementos informativos correspondientes.

Documentos de carácter público:

DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

La Compañía ha dado cumplimiento con lo dispuesto en la LMV y sus disposiciones, presentando de manera oportuna a la CNBV y la BMV la información trimestral y anual requerida, asimismo ha dado cumplimiento a la información requerida por agencias calificadoras conforme a los contratos correspondientes. La información antes descrita se encuentra a disposición del público en general y puede ser solicitada a:

Relación con Inversionistas
ienovainvestorrelations@ienova.com.mx
(55) 9138 0100
Av. Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24,
Col. Juárez, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México

La información reportada está disponible para consulta en la página de internet de la emisora: www.ienova.com.mx

[417000-N] La emisora

Historia y desarrollo de la emisora:

LA EMISORA

a) Historia y desarrollo de la emisora

La Compañía se constituyó bajo la denominación Enova de México, S.A. de C.V, mediante escritura pública número 1,352 de fecha 2 de abril de 1996, otorgada ante la fe del Lic. Pedro Cortina Latapí, Notario Público No. 226 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio quedó inscrito bajo el folio mercantil 209,466 del Registro Público de Comercio de la Ciudad de México el 15 de abril de 1996. La Compañía se constituyó con una duración de 99 años, sin embargo, actualmente tiene una duración indefinida. El 29 de abril de 1997 la Sociedad acordó cambiar su domicilio a la Ciudad de Tijuana, Baja California y el 25 de abril de 2008 la Sociedad se transformó en una sociedad de responsabilidad limitada de conformidad con la LGSM y modificó su denominación a Sempra Energy México, S. de R.L. de C.V., posteriormente, el 3 de diciembre de 2008 modificó su denominación a Sempra México, S. de R.L. de C.V.

En la asamblea general extraordinaria de socios celebrada el 15 de febrero de 2013, la Compañía adoptó la forma de sociedad anónima de capital variable, transformación que surtió efectos el 20 de febrero de 2013. En la asamblea general extraordinaria de accionistas celebrada el 1º de marzo de 2013, se resolvió cambiar la denominación social de la Compañía a Infraestructura Energética Nova, S.A. de C.V., y usar la marca comercial IEnova. IEnova consolida todos los activos de Sempra Energy en México, bajo una única estructura organizacional. Estas acciones reafirman su estrategia de mantener una operación independiente, que integre y consolide todos sus activos en México con una identidad propia.

Por resoluciones unánimes adoptadas fuera de Asamblea, el día 6 de marzo de 2013, los accionistas de la Compañía, aprobaron, entre otros asuntos, (i) autorización de la inscripción de las acciones representativas del capital social de la Compañía en el RNV, (ii) la adopción de la modalidad de sociedad anónima bursátil y en consecuencia, se reformase la Cláusula Primera de los estatutos sociales para modificar su denominación social a “Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.”, y (iii) la implementación de la oferta global.

En asamblea general extraordinaria de accionistas celebrada el primero de noviembre de 2021, la Compañía acordó, entre otros, adoptar la modalidad y el régimen de Sociedad Anónima Promotora de Inversión (SAPI) y la consecuente reforma integral de sus estatutos sociales.

Con fecha 12 de abril de 2021, el Comité de Prácticas Societarias de IEnova recibió de Sempra Energy una carta de oferta definitiva no vinculante de parte de Sempra Energy para llevar a cabo una oferta pública de adquisición respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, las cuales representaban el 29.83% de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de intercambio de 0.0323 acciones de Sempra por cada acción de IEnova. Con base en dicho Factor de Intercambio, la contraprestación implícita por acción ordinaria de IEnova en la Oferta de Intercambio, es igual a \$87.20 pesos por acción ordinaria de IEnova.

El 12 de agosto de 2021, Sempra Energy inició una oferta pública de adquisición en efectivo de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que era titular el gran público inversionista, representativas de aproximadamente

el 3.6% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova, a un precio por acción de \$78.97, la cual fue liquidada el 17 de septiembre de 2021.

Derivado de la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada por Sempra para adquirir la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, en circulación, que representaban el capital social de IEnova que no son propiedad directa o indirectamente de Sempra, IEnova presentó una solicitud a la CNBV para la cancelación de la inscripción de totalidad de las acciones representativas de su capital social, en el RNV, lo cual resultaría en la cancelación del listado de dichas acciones en el listado de valores autorizados para cotizar en la BMV.

Con fecha 13 de octubre de 2021, la CNBV notificó a la Compañía la autorización de la cancelación de la inscripción en el RNV a cargo de dicha CNBV, de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de la Sociedad.

El 1 de noviembre del 2021, en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, se presentó y tomo nota de los resultados de la Oferta Pública de Cancelación y de la cancelación de la inscripción en el RNV a cargo de la CNBV de la totalidad de las acciones representativas del 100% del capital social de la Compañía y la cancelación del listado de dichas acciones en la Sección I del apartado de valores autorizados para cotizar en la BMV, tomando también nota de la constitución del Fideicomiso de desliste por parte de Sempra. También se aprobó, entre otros, que la Compañía adoptara la modalidad y el régimen de Sociedad Anónima Promotora de Inversión (S.A.P.I.) y la consecuente reforma integral de sus estatutos sociales, por lo que la Compañía dejó de tener el régimen de Sociedad Anónima Bursátil (SAB), a partir del 1 de noviembre del 2021.

Las oficinas principales de la Compañía se encuentran ubicadas en Paseo de la Reforma número 342, piso 24, Colonia Juárez, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México, su número telefónico es el +52 (55) 9138-0100.

Acontecimientos Recientes

En enero de 2022, se anunció que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la empresa Sempra Infraestructura, firmaron un Acuerdo de Entendimiento no vinculante para el desarrollo de importantes proyectos, como lo son Vista Pacífico LNG, que será una terminal de licuefacción de Gas Natural en Topolobampo, Sinaloa, una terminal de regasificación de gas natural licuado en La Paz, Baja California Sur, así como la reanudación de la operación del gasoducto Guaymas - El Oro. El desarrollo de la terminal de licuefacción permitirá a la CFE aprovechar los excedentes de gas natural y capacidad de transporte desde las cuencas de Texas hasta Topolobampo a fin de incrementar el suministro del combustible a las centrales de generación de la CFE en Baja California Sur, en apego al compromiso del Presidente Andrés Manuel López Obrador de suministrar al estado con electricidad de bajo costo y combustibles menos contaminantes y más amigables con el medio ambiente, promoviendo el crecimiento y desarrollo económico en la región, además de fortalecer la presencia de CFE en mercados globales de gas natural licuado.

El Acuerdo también contempla la reanudación de la operación del gasoducto Guaymas – El Oro, en el estado de Sonora, a través de una propuesta de nueva ruta que deriva del entendimiento mutuo entre la comunidad Yaqui y la CFE, privilegiando el diálogo y el respeto. Con esta nueva ruta, la CFE podrá abastecer de gas natural a mercados industriales, comerciales y residenciales de los estados del Pacífico Mexicano, Baja California Sur, así como a la terminal de licuefacción de Topolobampo.

En febrero de 2022, SIP anunció que la Fase II de su parque eólico Energía Sierra Juárez (ESJ) ubicado en Tecate, Baja California, inició operaciones. ESJ, el primer proyecto transfronterizo de energía renovable entre México y Estados Unidos actualmente entrega 263 megawatts (MW) de electricidad con cero emisiones de carbono al mercado eléctrico de California.

En marzo de 2022, la Compañía informó que Fitch Ratings (“Fitch”) aumentó la calificación crediticia de IEnova a ‘BBB+’ desde ‘BBB’ así como la de sus Senior Notes. La perspectiva se mantiene Estable.

En marzo de 2022, la Compañía informó que firmó un contrato de crédito de 1 año con su sociedad controladora Sempra Infrastructure Partners, LP hasta por USD\$200 millones.

En marzo de 2022, la Compañía informó que amplió el contrato de crédito de 1 año con su sociedad controladora Sempra Infrastructure Partners, LP por monto adicional de USD \$100 millones.

En abril de 2022, la Compañía informó que Sempra Energy (“Sempra”) y BBVA México, S.A., Institución Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA (“Fiduciario”), acordaron modificar el contrato de fideicomiso irrevocable de administración, inversión y fuente de pago, identificado con el número F/412194-3 (el “Fideicomiso de Desliste”) que fue constituido por Sempra conforme a lo requerido por la Ley del Mercado de Valores, con el objeto de adquirir las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de IEnova (las “Acciones”) propiedad de los accionistas que no ofrecieron sus Acciones en la oferta pública de compra en efectivo iniciada por Sempra el 12 de agosto de 2021. Entre otros, el Fideicomiso de Desliste fue modificado para establecer que éste continuará vigente hasta la fecha en que se de por terminado conforme a las instrucciones de Sempra al Fiduciario. Los accionistas de IEnova que no hayan vendido sus Acciones al Fideicomiso de Desliste, continuarán teniendo la oportunidad de hacerlo bajo los términos del mismo hasta que el Fideicomiso de Desliste se de por terminado según le sea instruido por Sempra al Fiduciario.

En abril de 2022, en seguimiento al evento relevante publicado el 23 de julio de 2020, IEnova informó al mercado que, su subsidiaria Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. fue notificada del laudo dictado en el arbitraje iniciado por Shell derivado de cierto contrato de prestación de servicios de almacenamiento que ECA tiene celebrado con Shell. El laudo emitido es favorable a los intereses de ECA, dado que se desestimaron los reclamos de la parte demandante, se confirmó la validez del contrato y se obligó a la demandante a pagar las cantidades adeudadas bajo el referido contrato, así como a renovar las cartas de crédito que garantizan sus obligaciones.

Eventos relevantes

En enero 2021, la Compañía informó al mercado que subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas mantienen en Energía Sierra Juárez. En febrero 2021, la Compañía informó que entró en vigor el acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición por parte de IEnova.

En febrero 2021, la Compañía informó al mercado que con fecha 16 de febrero de 2021 entró en vigor el acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas Cometa Energía, S.A. de C.V., y Saavi Energía (UK) Ltd, mantiene en el capital social de Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.

En marzo 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas, mantenían en el capital social de Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

En marzo de 2021, la Compañía informó la firma de un acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición de la participación que Trafigura, mantenía en la Terminal Marina de Productos Refinados en Manzanillo, Colima. El precio de compraventa de dichas acciones fue aproximadamente USD\$6 millones. El cierre de la transacción se llevó a cabo durante la segunda mitad de 2021.

En abril de 2021 la Compañía informó que su accionista de control Sempra Energy, anunció la celebración de un acuerdo para llevar a cabo una operación que incluye una participación no controladora de IEnova.

El 12 de abril 2021, la Compañía informó al mercado que el Comité de Prácticas Societarias de IEnova recibió de Sempra Energy una carta de oferta definitiva no vinculante (la “Carta de Oferta Final”) para llevar a cabo una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova, de las que era titular el gran público inversionista (las cuales representaban aproximadamente el 29.83% de las acciones representativas del capital social de IEnova) a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra (la “Oferta de Intercambio”) a un factor de intercambio de 0.0323. Con base en dicho factor de intercambio, la contraprestación implícita por acción ordinaria de IEnova en la Oferta de Intercambio, fue igual a \$87.20 pesos, calculada utilizando el precio promedio ponderado por volumen de las acciones comunes de Sempra según cotizaron en la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) en los últimos 5 (cinco) días y el promedio del tipo de cambio peso mexicano-dólar estadounidense (FIX) publicado por el Banco de México durante los últimos 5 (cinco) días, en cada caso hasta el 9 de abril de 2021, que era la fecha de cotización más reciente para la cual estuvo disponible la información previo a la fecha de entrega de la Carta de Oferta Final. La Oferta de Intercambio propuesta continuaba sujeta a la obtención de las autorizaciones gubernamentales requeridas conforme a la legislación aplicable. En términos del artículo 101 de la Ley del Mercado de Valores, el Consejo de Administración de IEnova debía emitir su opinión respecto de la contraprestación en acciones de Sempra propuesta, conforme al factor de intercambio contenido en la Carta de Oferta Final, tomando en consideración la recomendación de su Comité de Prácticas Societarias, la cual se sustentará en la opinión de razonabilidad (fairness opinion), desde el punto de vista financiero, a ser emitida por parte de JPMorgan Securities LLC, como experto independiente, todo lo cual se dará a conocer al público inversionista.

El 14 de abril 2021, la Compañía informó al mercado que, mediante sesión extraordinaria del Consejo de Administración (el “Consejo”) de fecha 14 de abril de 2021 (la “Sesión”), a la cual asistieron la totalidad de los miembros de dicho Consejo, y en la cual se abstuvieron de estar presentes en la deliberación y votación aquellos miembros del Consejo que manifestaron tener un conflicto de interés, se aprobó por unanimidad de votos de los miembros del Consejo que participaron en la deliberación y votación, entre otras cosas opinar favorablemente respecto del factor de intercambio incluido en la carta oferta definitiva de fecha 12 de abril de 2021 (la “Carta de Oferta”) por parte de Sempra Energy para llevar a cabo una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova, de las que era titular el gran público inversionista (las cuales representaban aproximadamente el 29.83% de las acciones representativas del capital social de IEnova) a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra (la “Oferta de Intercambio”), toda vez que la contraprestación en acciones de Sempra derivada de aplicar dicho factor de intercambio, considerando los precios de mercado prevalecientes para las acciones de Sempra y el tipo de cambio peso-dólar al cierre de los mercados el 13 de abril de 2021, es desde el punto de vista financiero razonable para los accionistas de IEnova. Lo anterior, conforme a la recomendación del Comité de Prácticas Societarias de la Compañía (el “Comité”) en relación con la Oferta de Intercambio, misma que se sustentó, entre otros factores, en la opinión de razonabilidad (fairness opinion), desde el punto de vista financiero, de fecha 14 de abril de 2021, emitida por parte de JPMorgan Securities LLC, experto independiente en relación con la Oferta de Intercambio (la “Opinión del Experto Independiente”). Asimismo, se informó que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación por escrito de los miembros del Consejo de Administración, incluyendo la Directora General de IEnova respecto del número de acciones de IEnova de las que eran titulares y la decisión que tomarían respecto de dichos valores en relación con la Oferta de Intercambio, de la siguiente forma:

Participación en la Oferta de Intercambio		No participa en la Oferta de Intercambio		Total	
35,000	100%	—	—%	35,000	100%

Por último, se informó que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación de los conflictos de interés de los señores Randall Lee Clark, Faisal Hussain Khan, Jennifer Frances Jett, Trevor Ian Mihalik, Erle Allen Nye, Jr., Peter Ronan Wall, Lisa Glatch, Tania Ortiz Mena López Negrete, Carlos Ruíz Sacristán y Vanesa Madero Mabama, para participar y estar presentes en la deliberación y votación de todos los temas relacionados con la Oferta Intercambio, incluyendo respecto de la Carta de Oferta y la opinión del Consejo en términos del artículo 101 de la LMV, sin que ello haya afectado el quórum requerido para la instalación de la Sesión antes mencionada.

El 26 de abril de 2021, la Compañía informó al mercado que Sempra Energy (“Sempra”) inició una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra, las cuales representan aproximadamente el 29.8% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova (las “Acciones Públicas de IEnova”) a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de intercambio de 0.0323 acciones comunes de Sempra por cada Acción Pública de IEnova. Este anuncio se realizó en seguimiento al aviso de oferta pública publicado por Sempra, el 26 de abril de 2021 a través del sistema electrónico de información “Emisnet” de la Bolsa Mexicana de Valores, a través de Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer como intermediario.

En abril de 2021, la Compañía informa que Moody’s bajó la calificación crediticia de IEnova a Baa3 (escala global) desde Baa2 y a Aa3.mx (escala nacional de México) desde Aa2.mx. La perspectiva se cambió a estable de negativa.

El 24 de mayo de 2021, la Compañía, informó que la Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer, como intermediario, publicó a través del sistema electrónico de información “Emisnet” de la Bolsa Mexicana de Valores, por cuenta de Sempra Energy, el aviso de resultados de la oferta pública de adquisición y suscripción recíproca lanzada por Sempra el 26 de abril de 2021, respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra (las “Acciones Públicas de IEnova”), a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de intercambio de 0.0323 acciones comunes de Sempra por cada Acción Pública de IEnova.

El 28 de mayo de 2021, la Compañía informó al mercado que la oferta pública de adquisición y suscripción recíproca lanzada por Sempra el 26 de abril de 2021, para adquirir la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra (las “Acciones Públicas de IEnova”), a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra, fue liquidada a través de la S.D. Ineval, Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., a un factor de intercambio de 0.0323 acciones comunes de Sempra por cada Acción Pública de IEnova.

De igual forma, Sempra anunció la conclusión de su oferta pública de adquisición y suscripción recíproca, y el aumento de su participación accionaria en IEnova a 96.4%.

En agosto de 2021, la Compañía informó al mercado que inició una oferta pública de adquisición en efectivo de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra, las cuales representan aproximadamente el 3.6% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova. Este anuncio se realizó en seguimiento al aviso de oferta pública publicado a través del sistema electrónico de información “Emisnet” de la Bolsa Mexicana de Valores, por Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer como intermediario de la oferta pública, a nombre de Sempra.

En agosto de 2021, la Compañía informó que, mediante sesión extraordinaria del Consejo de Administración (el “Consejo”) de fecha 20 de agosto de 2021 (la “Sesión”), a la cual asistieron la totalidad de los miembros de dicho Consejo, y en la cual se abstuvieron de estar presentes en la deliberación y votación todos aquellos miembros del Consejo que manifestaron tener un conflicto de interés, se aprobó por unanimidad de votos de los miembros del Consejo que participaron en la deliberación y votación, entre otras cosas opinar favorablemente respecto del precio por acción pública de IEnova de Ps. \$78.97 (setenta y ocho Pesos 97/100 M.N.) (el “Precio por Acción”) ofrecido por Sempra Energy (“Sempra”) en relación con la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada por Sempra el 12 de agosto de 2021, de conformidad con el artículo 108 fracción II de la Ley del Mercado de Valores (“LMV”), respecto de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de IEnova que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra, las cuales representan el 3.6% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova (la “Oferta Pública de Adquisición”), habiendo considerado que dicho Precio por Acción cumple con el párrafo b), fracción I del artículo 108 de la LMV.

La opinión favorable del Consejo de Administración se emitió siguiendo la recomendación del Comité de Prácticas Societarias de la Sociedad en el sentido de opinar a favor del Precio por Acción, considerando que el Precio por Acción cumple con el párrafo b), fracción I del artículo 108 de la LMV.

Asimismo, se informó que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación por escrito de los miembros del Consejo de Administración, incluyendo la Directora General de IEnova, sobre el hecho de que ninguno de dichos miembros del Consejo de Administración es titular de acciones de IEnova ni participará en la Oferta Pública de Adquisición.

Por último, se informa que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación de los conflictos de interés de los señores Randall Lee Clark, Faisal Hussain Khan, Jennifer Frances Jett, Trevor Ian Mihalik, Erle Allen Nye, Jr., Peter Ronan Wall, Lisa Glatch, Tania Ortiz Mena López Negrete y Carlos Ruiz Sacristán, para participar y estar presentes en la deliberación y votación de todos los temas relacionados con la Oferta Pública de Adquisición, sin que ello haya afectado el quórum requerido para la instalación de la Sesión antes mencionada.

En septiembre de 2021, la Compañía informó que la Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer, como intermediario, publicó a través del sistema electrónico de información “Emisnet” de la BMV, por cuenta de Sempra, el aviso de resultados de la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada por Sempra el 12 de agosto de 2021, respecto de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, en circulación, representativas del capital social de IEnova, que no eran propiedad directa o indirectamente de Sempra (las “Acciones Públicas de IEnova”), a un precio por Acción Pública de IEnova de \$78.97 (setenta y ocho pesos 97/100 M.N.).

En septiembre de 2021, la Compañía, informó que, después del vencimiento el 10 de septiembre de 2021 de la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada por Sempra para adquirir la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, en circulación, que representan el capital social de IEnova que no son propiedad directa o indirectamente de Sempra, IEnova presentó una solicitud a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”) para la cancelación de la inscripción de totalidad de las acciones representativas de su capital social, en el Registro Nacional de Valores (“RNV”), lo cual resultaría en la cancelación del listado de dichas acciones en el listado de valores autorizados para cotizar en la BMV.

En septiembre de 2021, la Compañía, en seguimiento a su evento relevante de fecha 10 de septiembre de 2021, informó al mercado que, la oferta pública de adquisición en efectivo lanzada por Sempra el 12 de agosto de 2021, para adquirir la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, en circulación, representativas del capital social de IEnova, que no son propiedad directa o indirectamente de Sempra (las “Acciones Públicas de IEnova”), fue liquidada a través de la S.D. Indeval, Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., a un precio por Acción Pública de IEnova de \$78.97 (setenta y ocho pesos 97/100 M.N.).

En septiembre de 2021, la Compañía, informó al público inversionista que celebró un contrato de crédito no comprometido y un acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido, ambos con The Bank of Nova Scotia. El contrato de crédito no comprometido es hasta por la cantidad de \$250 millones, con una vigencia de 1 (un) año, y el acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido es hasta por la cantidad de \$350 millones, con una vigencia de 2 (dos) años. Los fondos se utilizarán para capital de trabajo, inversiones y otros fines corporativos en general.

En septiembre de 2021, la Compañía, en seguimiento a los eventos relevantes de fechas 5 y 9 de abril de 2021, informó que Sempra anunció que había recibido todas las aprobaciones de terceros y se habían cumplido todas las condiciones materiales de cierre del acuerdo para la venta una participación no controladora de Sempra Infrastructure a KKR y el cierre de dicha venta está programado para el 1 de octubre de 2021.

En octubre de 2021, la Compañía, en seguimiento a los eventos relevantes de fechas 5 y 9 de abril de 2021, informó que Sempra anunció que había completado el cierre de la venta a KKR del 20% de la participación accionaria de la subsidiaria 100% propiedad de Sempra, Sempra Infrastructure Partners (antes Sempra Global).

Como resultado de lo anterior, Sempra mantendrá el control de IEnova a través de una participación indirecta (a través de Sempra Infrastructure Partners) de aproximadamente 80%, y KKR mantiene una participación indirecta en IEnova de aproximadamente 20%.

Asimismo, para la implementación del cierre antes mencionado, Sempra llevó a cabo la transmisión de las acciones que mantiene directamente en IEnova, equivalentes al 29.7% del capital social de IEnova, en favor de Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., la cual es su subsidiaria indirecta totalmente controlada, a través de una serie de transferencias entre distintas subsidiarias de Sempra.

En octubre de 2021, la Compañía informó que había pagado anticipadamente en su totalidad el financiamiento del parque eólico Energía Sierra Juárez (“ESJ”) por un monto total de \$175 millones más intereses, derivados y otros costos accesorios.

En octubre del 2021, la Compañía informó que había terminado de pagar, de forma anticipada, la totalidad del financiamiento de los parques eólicos Ventika y Ventika II (conjuntamente las “Ventikas”) por un monto total de \$375 millones más intereses, costo de cierre de derivados y otros costos accesorios.

En octubre de 2021, la Compañía informó que mediante oficio número 153/10026985/2021 de fecha 13 de octubre de 2021, la CNBV notificó la autorización de la cancelación de la inscripción en el RNV a cargo de dicha CNBV, de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de la Sociedad (las “Acciones”). Como consecuencia de lo anterior, se esperaba que las Acciones dejen de estar listadas en la BMV a partir del 15 de octubre de 2021.

Asimismo, IEnova informa que, conforme a lo requerido por la Ley del Mercado de Valores, con fecha 8 de octubre de 2021 Sempra Energy (“Sempra”) constituyó con BBVA Bancomer, S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA México, como fiduciario (el “Fiduciario”), el fideicomiso irrevocable de administración, inversión y pago identificado con número F/412194-3, con el fin de comprar Acciones que no sean propiedad directa o indirectamente de Sempra al mismo precio por acción de \$78.97 (setenta y ocho pesos 97/100 M.N.) ofrecido por Sempra en la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada el 12 de agosto de 2021 y liquidada el 17 de septiembre de 2021.

En octubre del 2021, la Compañía informó que S&P Global Ratings (“S&P”) afirmó la calificación crediticia de IEnova en ‘BBB’ así como la de sus Senior Notes; S&P también afirmó la calificación crediticia en escala local en ‘mxAA+’. La perspectiva se mantiene Negativa.

En noviembre de 2021, IEnova, anunció como consecuencia de la cancelación de la inscripción en el RNV a cargo de la CNBV, de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social de la Sociedad (las “Acciones”) y de la cancelación del listado de dichas Acciones en la BMV, mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 1 de noviembre de 2021 (la “Asamblea”) se aprobaron, entre otros asuntos, que la Sociedad adoptara la modalidad y el régimen de “Sociedad Anónima Promotora de Inversión” (“S.A.P.I.”) de capital variable y la consecuente reforma integral de los estatutos sociales de la Sociedad. Por lo anterior, con efectos a partir de la celebración de la Asamblea, la Sociedad dejó de tener el régimen de “Sociedad Anónima Bursátil” (“S.A.B.”), se realizaron cambios en el Consejo de Administración y secretaría de la Sociedad y se desintegró el Comité de Prácticas Societarias y del Comité de Auditoría de la Sociedad.

En diciembre de 2021, IEnova informó que, su accionista de control Sempra Energy, anunció la celebración de un acuerdo para llevar a cabo una operación que incluía una participación no controladora de IEnova. La operación estaba sujeta a las condiciones habituales de cierre, incluidos los consentimientos de terceros y reguladores.

En diciembre de 2021, IEnova informó que junto con su filial Sempra Infrastructure Partners (“SIP”), celebró un convenio modificatorio del contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito (el “Convenio”), el cual modifica en su totalidad el contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito suscrito el 22 de enero de 2018 (el “Contrato”). El Convenio tuvo por objeto, entre otros temas, ampliar el plazo del Contrato por una vigencia adicional de 5 (cinco) años, así como incluir a SIP como co-acreditado.

Descripción del negocio:

La Compañía se dedica principalmente al desarrollo, construcción y operación de infraestructura energética. Las actividades de la Compañía abarcan varios segmentos de negocios a lo largo de la cadena productiva del sector de infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Actividad Principal:

i)Actividad Principal

La Compañía se dedica principalmente al desarrollo, construcción y operación de infraestructura energética. Las actividades de la Compañía abarcan varios segmentos de negocios a lo largo de la cadena productiva del sector de infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Los activos de la Compañía se encuentran distribuidos en tres segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos de gas natural y etano, estaciones de compresión, así como la venta y distribución de gas natural; (2) el segmento de Almacenamiento, que incluye el almacenamiento y regasificación de GNL, almacenamiento y sistemas de ductos de Gas LP y almacenamiento de productos refinados; y (3) el segmento de Electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de reconocida solvencia.

Tras la reforma del marco jurídico del sector de gas natural en 1995, la Compañía fue una de las primeras empresas privadas en incursionar en la industria de la infraestructura de energía en México. En los últimos 25 años, la presencia de la Compañía en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través de crecimiento orgánico mediante el desarrollo de nuevos proyectos, como de adquisiciones y diversificación de cartera de clientes). Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía cuenta con aproximadamente USD\$10.9 mil millones en activos totales, constituyéndose como una de las empresas privadas de energía más grandes del país.

Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- La Compañía fue la primera empresa del sector privado en ganar una licitación para la distribución de gas natural en México, tras la reforma del régimen legal de la industria en 1995. Actualmente, la Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural llamado ECOGAS, que abarca tres zonas geográficas de distribución:

Mexicali desde 1996 (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua desde 1997 (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Mesoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango desde 1999 (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango);

- La Compañía construyó el primer gasoducto en el estado de Baja California y ha sido la única desarrolladora de sistemas de transporte de gas natural de acceso abierto en dicho estado;
- La Compañía desarrolló el primer negocio conjunto de infraestructura de gas en México, entre PEMEX y privados;
- La Compañía desarrolló el primer proyecto transfronterizo de generación de energía limpia entre México y Estados Unidos;
- La Compañía construyó la primera terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano y conjuntamente con Sempra y una subsidiaria de Total, están desarrollando la primera planta de licuefacción de gas natural para exportación en México;
- La Compañía construyó el primer ducto marino de gas natural en su tipo en México, mediante un proyecto en conjunto con TC Energy, el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, que entró en operación comercial en septiembre de 2019, cuenta con aproximadamente 800 km de longitud con una capacidad de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una estación de compresión;
- La Compañía celebró un contrato de suministro eléctrico por 19 años, a través de Pima Solar con la empresa DeAcero para suministrarle energía, potencia, y CELs de una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. Esta transacción marcó un hito en el sector eléctrico mexicano al ser el primer contrato, post reforma energética entre un generador y un consumidor privado. Pima Solar inició operaciones en el primer trimestre de 2019, y cuenta con una capacidad de 110 MW_{ac};
- La Compañía ganó el primer concurso convocado por la ASIPONA de Veracruz (antes API) para la construcción y operación de una terminal marina para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolinas, diésel y turbosina. La terminal se encuentra en el nuevo puerto de Veracruz, con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 2.1 millones de barriles. La Compañía firmó un contrato con una subsidiaria de Valero respecto de la capacidad de la nueva terminal de almacenamiento en Veracruz, así como de la capacidad de las terminales en Puebla y Valle de México;
- La Compañía recibió el primer préstamo certificado por los *Green Loan Principles* que el IFC otorga a una empresa en México para financiar y/o refinanciar la construcción de su portafolio de proyectos de generación solar; y
- La Compañía fue la primera empresa de energía en ser incluida, originalmente, en el Índice de Sustentabilidad de la BMV y, durante 2020 y 2021 en el S&P/BMV Total Mexico ESG Index. En diferentes momentos entre 2013 y hasta su desliste, la empresa también fue parte del Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index, del FTSE4Good Index Series y del FTSEBIVA, los cuales seleccionan a las compañías con prácticas destacadas en materia medio ambiental, social y de gobernanza. Asimismo, la Compañía mantuvo la calificación AA de MSCI y la calificación Prime de ISS ESG. Además, en 2021 la Compañía apareció públicamente por segundo año consecutivo en la lista del Carbon Disclosure Project (CDP), con una calificación B. IEnova fue parte de los índices sustentables descritos y mantuvo las calificaciones citadas en diferentes momentos entre 2013 y hasta la liquidación de la oferta pública de adquisición en mayo de 2021.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los principales activos de la Compañía, en desarrollo o en operación:



Segmento Gas

Negocio de Ductos

El negocio de ductos de la Compañía desarrolla, construye y opera sistemas para el recibo, transporte, compresión y entrega de gas natural y etano, en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Nuevo León, Sinaloa, Sonora, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz. Estos sistemas cuentan con (incluyendo proyectos en construcción u operados a través de los negocios conjuntos de la Compañía):

- Más de 2,900 km de gasoductos de gas natural en operación y aproximadamente 200 km en construcción con capacidad acumulada de diseño para transporte de más de 16,400 mmpcd (171.0 mmthd) en operación y aproximadamente 500 mmpcd (5.2 mmthd) en construcción;
- Dieciséis estaciones de compresión de gas natural en operación y una en construcción con una potencia total instalada superior a los 786,000 caballos de fuerza; y
- 224 km de Etanoducto con capacidades de transporte de aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd) en el primer segmento (etano gas), de aproximadamente 152 mmpcd (1.8 mmthd) en el segundo segmento (etano gas), y de aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento (etano líquido).

Los activos actuales del negocio de ductos del segmento gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Gasoducto TGN, Gasoducto Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro -

Samalayuca, el Gasoducto Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los Ramones I, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan.

Negocio de Distribución de Gas Natural

La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural denominado ECOGAS, que abarca tres zonas geográficas de distribución: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Meoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna - Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango). Este sistema, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 4,572 km, atiende actualmente a más de 142,600 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento gas de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$1,203.4 millones, USD\$805.4 millones y USD\$894.8 millones, equivalentes al 65%, 64% y 65% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$477.1 millones, USD\$409.9 millones y USD\$425.4 millones, equivalentes al 55%, 56% y 55% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades de los negocios conjuntos.

Segmento Electricidad

Generación de electricidad con gas natural

La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural, ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Esta planta, que entró en operación en junio de 2003, recibe gas natural a través de una interconexión con el Gasoducto Rosarito, lo cual le permite recibir tanto GNL regasificado por la Terminal de GNL, así como gas importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline. La Termoeléctrica de Mexicali es una planta de ciclo combinado moderna y eficiente que utiliza avanzadas tecnologías ambientales que cumplen o superan los estándares aplicables tanto en México como en el estado norteamericano de California. La planta está directamente interconectada a la red CAISO en la subestación Imperial Valley por una línea dedicada de transmisión de doble circuito de 230 kilovoltios; y es capaz de suministrar electricidad a una amplia gama de clientes en el estado norteamericano de California.

Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

La Compañía cuenta con cuatro parques eólicos de generación de electricidad en operación en los estados de Baja California y Nuevo León, estos parques tienen las siguientes características:

- Energía Sierra Juárez es un complejo de generación eólica que se encuentra ubicado en el Municipio de Tecate, Baja California, México. La primera fase es un proyecto eólico operativo que cuenta con una capacidad instalada de 155 MW que inició operaciones en 2015. La segunda fase cuenta con una capacidad instalada de 108 MW e inició relación comercial durante el primer trimestre de 2022. En enero de 2021, IEnova informó al mercado que, subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas, mantienen en Energía Sierra Juárez. En febrero de 2021, entró en vigor el acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición por parte de IEnova. En marzo de 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

- Ventika incluye dos parques eólicos adyacentes ubicados en el estado de Nuevo León, con 84 aerogeneradores y una capacidad instalada de 252 MW. Sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de suministro a largo plazo, denominados en Dólares.

Generación de electricidad a partir de fuentes solares

La Compañía cuenta con cinco parques solares en operación, en los estados de Aguascalientes, Baja California, Chihuahua y Sonora. Estos parques tienen las siguientes características:

- Pima Solar con una capacidad de 110 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Rumorosa Solar con una capacidad de 44 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Tepezalá Solar con una capacidad de 100 MW_{ac}, inició operaciones durante 2019.
- Don Diego Solar con una capacidad de 125 MW_{ac}, inició operaciones durante 2020.
- Border Solar con una capacidad de 150 MW_{ac}, inició operaciones durante el primer trimestre de 2021.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$399.3 millones, USD\$289.8 millones y USD\$323.1 millones, equivalentes al 22%, 23% y 23% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$150.1 millones, USD\$132.3 millones y USD\$157.0 millones, equivalentes al 17%, 18% y 20% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto.

Segmento Almacenamiento

Negocio de Gas Natural Licuado

La Terminal de GNL o ECA, que entró en operación en 2008, está ubicada al norte de Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recibo de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe, almacena y/o entrega el GNL de sus clientes y, si el cliente lo requiere, regasifica dicho insumo entregando el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para ser transportado hacia Baja California y los Estados Unidos. La Compañía también compra GNL, para su almacenamiento, entrega y/o regasificación en esta terminal y su posterior venta a clientes independientes y a partes relacionadas. La Terminal de GNL cuenta con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 320,000 m³ (73.3 Mth) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 Mth); y con una capacidad de regasificación - envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd) y una capacidad nominal de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd).

La Compañía, con participación de Sempra LNG y una subsidiaria de Total, está desarrollando una de las primeras plantas de licuefacción de gas natural en México, ECA LNG, contigua a la Terminal de GNL de la Compañía descrita en el párrafo anterior. El proyecto se está desarrollando en dos fases, la Fase 1 denominada “ECA Licuefacción *Mid-Scale*” con una capacidad de aproximadamente 3 Mtpa y la Fase 2 denominada “ECA Licuefacción *Large-Scale*” la cual tendrá por lo menos 9 Mtpa de capacidad, sumando una capacidad de licuefacción de gas natural de al menos 12 Mtpa. Ambas fases utilizarán infraestructura existente como los tanques, muelle, atraques marinos, entre otros y adicionalmente podrían requerir de infraestructura nueva para alcanzar dichas capacidades.

Ambas fases cuentan con la mayoría de los permisos necesarios para desarrollar este tipo de infraestructura (licuefacción de gas natural, comercialización, permisos ambientales y sociales, entre otros). En enero y marzo 2019 ECA LNG recibió, para ambas fases, autorizaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos para exportar gas natural producido en los Estados Unidos a México y para reexportar gas natural licuado a países que cuentan con un tratado de libre comercio con los Estados Unidos y a los países que no. En noviembre de 2020, la Compañía obtuvo el permiso de exportación de México para la Fase 1 por 20 años.

En noviembre 2020, la Compañía informó que junto con Sempra LNG se había tomado la decisión final de inversión (final investment decision, o FID, por sus siglas en inglés) para el desarrollo, construcción y operación de la Fase 1 del proyecto. La construcción y comisionamiento de la Fase 1 tomará aproximadamente 4 años por lo que la Compañía anticipa contar con los primeros cargamentos de GNL para exportación a finales de 2024. Ver “Descripción de sus Principales Activos GNL Proyecto de ECA Licuefacción.”

En diciembre del 2020, una subsidiaria de Total, Sempra LNG y IEnova firmaron un acuerdo de inversión con el cual, Total adquirió una participación accionaria del 16.6% en ECA LNG Holdings, mientras que IEnova y Sempra LNG mantendrán una participación de 41.7% cada uno. En el mismo mes, contrataron un financiamiento a 5 años por un monto de USD\$1,581 millones. El financiamiento, el cual no consolidará en el balance de IEnova, consiste en tres tramos asociados a los compromisos de cada socio del negocio conjunto. Las instituciones financieras relacionadas con el tramo de IEnova son: The Bank of Nova Scotia, SMBC, BBVA Securities Inc., y Banco Nacional de México.

Negocio de Almacenamiento y sistemas de ductos de Gas LP

La Compañía opera el sistema de ductos TDF y la Terminal de Gas LP de Guadalajara. El sistema de ductos TDF fue el primer ducto de Gas LP de propiedad privada en México y consta de aproximadamente 190 km de ductos de GLP de doce pulgadas de diámetro con una capacidad de diseño para transporte de 34,000 Bbld (1.9 mmthd) e instalaciones asociadas de despacho y almacenamiento. El sistema TDF va desde las instalaciones de Pemex en Burgos en el estado de Tamaulipas hasta las instalaciones de entrega cerca de la ciudad de Monterrey, Nuevo León. La terminal de Gas LP de Guadalajara es una instalación de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) cerca de Guadalajara, Jalisco, con instalaciones de despacho y cargo, y satisface las necesidades de Gas LP de Guadalajara.

Negocio de Almacenamiento de Productos Refinados

El negocio de almacenamiento de productos refinados desarrolla sistemas para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados y otros líquidos, principalmente gasolinas, diésel y turbosina en los estados de Baja California, Colima, Jalisco, Puebla, Sinaloa, Veracruz y Estado de México para clientes privados. Actualmente, la Compañía cuenta con cuatro terminales portuarias y tres terrestres, una terminal portuaria en operación, al igual que una terrestre y el resto en etapas de desarrollo, construcción y comisionamiento. Con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 8 millones de barriles y con capacidad de expansión.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el segmento Almacenamiento de la Compañía reportó ingresos con terceros por aproximadamente USD\$233.8 millones, USD\$160.0 millones y USD\$156.5 millones, equivalentes al 13%, 13% y 11% del total de los ingresos consolidados, y una IEnova UAIDA de aproximadamente USD\$237.6 millones, USD\$185.9 millones y USD\$188.6 millones, equivalentes al 28%, 26% y 24% del total de la IEnova UAIDA, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Los ingresos y la IEnova UAIDA antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto.

Estacionalidad

La demanda de los segmentos de Gas y Electricidad tiene variaciones estacionales. Para el Segmento de Gas, la demanda de gas natural es mayor en época de verano e invierno. Para el Segmento de Electricidad, la demanda del servicio de suministro de energía eléctrica es mayor durante la época de clima cálido. El segmento de almacenamiento no experimenta fluctuación estacional. Ver nota 1.3 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Canales de distribución:

ii) Canales de distribución

Ver “Distribución de gas natural”.

Patentes, licencias, marcas y otros contratos:

Propiedad Industrial

Actualmente, la Compañía y sus filiales son titulares de los derechos de inscripción de varias marcas en México, incluyendo para la denominación y logotipo de IEnova, ECOGAS, IEnova Gasoductos, IEnova Infraestructura Energética una empresa de Sempra Energy para México, Infraestructura energética una empresa de Sempra Energy, IEnova Energía para México y Energía para México. Los títulos de dichas marcas se encuentran vigentes y la Compañía prevé que los mismos se renovarán de conformidad con la legislación aplicable antes de su vencimiento. En términos generales, los títulos de inscripción de las marcas pueden renovarse cada diez años, por un número de veces indefinido, en tanto las marcas estén siendo utilizadas. Hasta donde la Compañía tiene conocimiento, no existe ningún conflicto relacionado con los derechos de propiedad de sus marcas. En la medida en que la Compañía considere que alguna de las marcas pertenecientes a sus filiales es importante para sus actividades, celebrará un contrato de licencia de uso de dicha marca con la filial correspondiente. La Compañía no tiene inscrita ninguna patente relacionada con sus actividades.

Principales clientes:

iv) Principales clientes

La siguiente tabla muestra los ingresos por cliente. Ver la nota 23.8.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

(miles de Dólares)	Segmento	Años terminado el 31 de diciembre de		
		2021	2020	2019
Cliente 1	Gas	392,920	248,440	301,727
Cliente 2	Gas	319,586	135,535	143,090
Cliente 3	Electricidad y Gas	245,356	168,541	222,867
Cliente 4	Gas	179,654	178,250	167,770
Cliente 5	Almacenamiento y Gas	128,681	122,787	127,243
Cliente 6	Gas	75,080	3,761	—
Cliente 7	Gas	69,939	94,198	102,084
Cliente 8	Almacenamiento y Gas	64,544	64,664	24,367
Cliente 9	Gas	57,640	5,909	12,026
Cliente 10	Almacenamiento y Gas	36,453	36,393	36,366
Otros *		271,620	202,823	241,716
Ingresos		1,841,473	1,261,301	1,379,256

* Dentro de otros, no hay clientes que representen más del 10 por ciento de la concentración de ingresos de la Compañía.

Los siguientes clientes de la Compañía, representan cada uno más del 10% de los ingresos, para uno o más de los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019: CFE, SGPM y CENAGAS.

SGPM es subsidiaria de Sempra Energy, el accionista de control indirecto de la Compañía.

Legislación aplicable y situación tributaria:

REGULACIÓN, PERMISOS Y CUESTIONES AMBIENTALES

v) Legislación aplicable y situación tributaria

En virtud de que la Compañía cuenta con diversos permisos de almacenamiento de GNL, Gas LP y otros productos petrolíferos; permisos de transporte por medio de ductos de gas natural, Gas LP y Etano; permisos de licuefacción de Gas Natural; permisos de distribución por medio de ductos de gas natural; permisos de comercialización, importación y exportación de gas natural y GNL, y permisos de autoabastecimiento, generación, importación, exportación y suministro de servicios calificados de energía eléctrica, sus actividades en México se rigen por lo dispuesto en la Constitución Política y en diversas leyes, reglamentos, disposiciones generales, lineamientos y normas oficiales.

Además de las regulaciones vigentes desde 1995 que le permiten al sector privado participar en la industria de almacenamiento, transporte, comercialización y distribución de gas natural, las modificaciones a la Constitución de 2013 y al marco jurídico energético general del año 2014 abrieron las puertas al sector privado la participación en el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos, incluyendo el procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación, transporte, distribución, comercialización y venta al por menor (expendio al público) de gas natural; el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta de productos derivados del petróleo; el transporte (a través de gasoductos) y almacenamiento (gasoducto asociado) de petroquímicos y la generación y comercialización de electricidad en el mercado eléctrico, así como para celebrar contratos para el financiamiento, instalación, mantenimiento, adquisición, operación y expansión de la infraestructura de la red de electricidad.

La Compañía está sujeta a la legislación mexicana que regula las siguientes actividades de su negocio:

- **Almacenamiento:** Incluye la recepción, el almacenamiento y la entrega de gas natural, GNL, Gas LP, u otros productos petrolíferos o petroquímicos con respecto a instalaciones diferentes a gasoductos.
- **Regasificación:** El proceso por medio del cual el gas natural en forma líquida se cambia a forma gaseosa.
- **Licuefacción:** El proceso por medio del cual el gas natural en forma gaseosa se cambia a forma líquida.
- **Transporte:** Incluye la construcción, operación y propiedad de sistemas de ductos para la recepción, transporte y entrega de gas natural, Gas LP o etano.
- **Distribución:** Incluye la recepción, transporte y entrega de gas natural para la venta al menudeo o consumo final de los usuarios finales.
- **Comercialización:** Comprende las actividades relacionadas con la comercialización de hidrocarburos, en específico de compra y venta de la molécula de gas natural, servicios de valor agregado de corretaje o de intermediario para los usuarios finales, así como contratación con terceros de servicios de transporte por medio de ductos, almacenamiento o distribución de gas natural, entre otros.
- **Exportación de Gas Natural y GNL:** Comprende la salida de gas natural o gas natural licuado del territorio nacional para permanecer en el extranjero, ya sea en forma temporal o definitiva.
- **Importación de Gas Natural:** Comprende la entrada al territorio nacional de Gas Natural para permanecer en él, ya sea en forma temporal o definitiva.
- **Generación de Energía Eléctrica:** El proceso que transforma energía (limpia, cinética, térmica, nuclear, entre otras) en electricidad. Incluye la enajenación de energía eléctrica a usuarios (CFE, usuarios calificados, entre otros) o al mercado eléctrico mayorista.
- **Exportación de Energía Eléctrica:** El proceso de generar electricidad y transportar dicha electricidad a usuarios en cualquier mercado de energía en el extranjero (incluyendo el mercado de energía de los Estados Unidos).
- **Importación de Energía Eléctrica:** La compra de energía eléctrica en el extranjero (incluyendo aquella en los Estados Unidos) a proveedores para abasto aislado, o la compra de energía eléctrica a una planta generadora de energía eléctrica en el extranjero, a través del mercado eléctrico mayorista.
- **Suministro Calificado:** El suministro eléctrico que se provee en un régimen de competencia de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica a los usuarios calificados.

Leyes aplicables a las actividades relacionadas con el gas natural, Gas LP, Etano y productos petrolíferos

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece los principios generales que regulan las actividades que involucran el petróleo, gas natural y otros hidrocarburos en México. Históricamente, el Artículo 27 prohibía al gobierno mexicano celebrar acuerdos u otorgar concesiones con respecto a las actividades de hidrocarburos, y especificaba que ciertas actividades relacionadas con el petróleo y otros hidrocarburos estaban reservadas exclusivamente al gobierno mexicano bajo

un sistema de integración vertical.

En 1995, el Congreso Mexicano aprobó una reforma que permitió la participación del sector privado en el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural y Gas LP en México. El Reglamento de Gas Natural fue publicado en 1995. El primer Reglamento de Gas LP fue emitido en 1999.

En diciembre de 2013, se modificaron ciertas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos relacionadas con el sector hidrocarburos. Posteriormente, el marco legal aplicable a las actividades de *upstream* y *midstream* se modificó en agosto y octubre de 2014 con la promulgación de nuevas leyes y la expedición de reglamentos, permitiéndole al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado en la actividad de *upstream* por medio de licitaciones públicas. Estas modificaciones al marco regulatorio también permitieron a entidades del sector privado obtener permisos para procesar, refinar, comercializar, transportar, almacenar, importar y exportar hidrocarburos, incluyendo (i) el procesamiento, la compresión, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta al menudeo (expendio al público) de gas natural, (ii) el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta al menudeo (expendio al público) de petrolíferos, incluyendo el Gas LP y el transporte (por ductos) y (iii) almacenamiento relacionado de petroquímicos, incluyendo el etano.

Se promulgaron nuevas leyes en 2014, incluyendo la Ley de Hidrocarburos, la cual preserva el concepto de propiedad del estado de los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional, y abre las demás actividades del sector de hidrocarburos a la participación de empresas privadas, siempre y cuando cumplan con ciertos requerimientos regulatorios.

En octubre de 2014 se expidieron dos reglamentos de la Ley de Hidrocarburos: (i) el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, y (ii) el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. Estos reglamentos, así como las Disposiciones Administrativas de Carácter General, acuerdos y resoluciones emitidos por la CRE regulan el mercado del gas natural, GNL, Gas LP, petrolíferos y etano en México.

El negocio de la Compañía se encuentra regulado principalmente por los reglamentos relacionados con las actividades que se especifican en el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, los cuales establecen lo siguiente con respecto a los permisos de almacenamiento, transporte por medio de ductos, distribución y comercialización:

- requerimientos aplicables a la prestación de servicio objeto de las operaciones de los permisionarios, como la eficiencia, frecuencia, seguridad, continuidad y uniformidad del suministro;
- obligaciones de acceso abierto;
- las reglas que aplican al plazo, duración y renovación de permisos;
- las reglas que aplican a la modificación, transferencia, cancelación y revocación de permisos;
- los requerimientos para la aprobación de permisos;
- los procedimientos para el otorgamiento de permisos;
- las reglas relacionadas con la prestación de diferentes servicios, incluyendo obligaciones específicas de los titulares de permisos;
- los requerimientos de información aplicables a la actividad que corresponda; y
- la regulación de tarifas y TCPS.

La Ley de Hidrocarburos permite a entidades del sector privado que tienen un permiso otorgado por la CRE almacenar, transportar, distribuir, comercializar y llevar a cabo ventas directas a usuarios finales de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, así como poseer y operar gasoductos, estaciones o terminales de almacenamiento, licuefacción, regasificación, compresión y descompresión, y equipo relacionado de acuerdo con regulaciones legales, técnicas y económicas. Adicionalmente, las entidades del sector privado pueden exportar o importar hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, sujetos a la obtención de permisos otorgados

por la SENER (en ciertos casos) y por la SHCP. Los permisos que se otorgaron antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos, como es el caso de varios de los permisos de la Compañía, incluyendo sus TCPS, permanecerán en vigor durante su plazo original. Sin embargo, en relación con las operaciones de la Compañía, ha sido necesario tramitar nuevos permisos, tales como el permiso de comercialización de gas natural y dos permisos de transporte por ducto de etano, los cuales fueron otorgados por la CRE, así como permisos de exportación e importación de gas natural otorgados por la SENER y la SHCP. La Compañía ha obtenido los nuevos permisos requeridos dentro del plazo que marca la regulación aplicable.

Las actividades de *midstream* y *downstream* (refinación, logística y comercialización) de las industrias del gas natural, Gas LP, etano y productos petrolíferos, están sujetas a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley de la ASEA, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y las regulaciones aplicables en materia ambiental, social y de seguridad industrial y operativa. Las Disposiciones Administrativas de Carácter General, resoluciones y acuerdos emitidos por las autoridades mexicanas competentes en materia de energía, en materia social y en materia ambiental y de seguridad industrial y operativa, las Normas Oficiales Mexicanas, así como los términos y condiciones que se establecen en los permisos relacionados también regulan las actividades de la Compañía. Así, la Compañía opera en un entorno altamente regulado, y su rentabilidad depende de su habilidad de cumplir con las obligaciones contenidas en los permisos, leyes y reglamentos de manera oportuna y eficiente.

Para la construcción y operación de instalaciones de almacenamiento, ductos y sistemas de distribución de gas natural, Gas LP, GNL, etano y petrolíferos, se requieren permisos y autorizaciones gubernamentales de las autoridades federales, estatales y municipales, tales como la CRE, COFECE, ASEA, SENER, INAH, SEMAR, SCT y la SHCP. Además, los permisos otorgados por dichas autoridades también imponen una serie de obligaciones regulatorias, así como el cumplimiento con términos y condiciones específicos.

El 5 de abril de 2021, se publicó en el DOF la reforma de Ley de Hidrocarburos, misma que establece, entre otras disposiciones: 1) Para solicitar nuevos permisos se deberá demostrar que se cuenta con capacidad de almacenamiento que determine la SENER; 2) Incluye como causal de revocación que los permisionarios que cometan el delito de contrabando de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, la reincidencia en el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos; y la modificación sin autorización de las condiciones técnicas de sistemas, ductos, instalaciones o equipos. Asimismo, posibilita la ocupación, intervención y suspensión de permisos derivado de riesgos a la seguridad nacional, la seguridad energética o la economía nacional. Derivado de algunos juicios de amparo promovidos, algunos artículos de la reforma están suspendidos provisionalmente. El 26 de mayo de 2021, la SENER publicó en el DOF el *“Aviso por el que se hace del conocimiento de la población en general, que durante la vigencia de la medida cautelar dictada se suspenden todos los efectos y consecuencias derivados del artículo 57, así como de los artículos cuarto y sexto transitorios del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, publicado el cuatro de mayo de dos mil veintiuno en el Diario Oficial de la Federación”*.

Acceso abierto

De conformidad con el Reglamento de Gas Natural (bajo el cual la Compañía obtuvo varios de sus permisos, pero que fue abrogado por el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y que mantiene estos conceptos), existen dos tipos de permisos de almacenamiento y transporte de gas natural: (i) de acceso abierto (para proporcionar servicios no discriminatorios), y (ii) de uso propio (otorgados exclusivamente a usuarios finales o a un grupo de usuarios finales organizados en un vehículo o compañía de propósito especial). Con excepción del gasoducto de gas natural para usos propios que suministra a la planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali, todos los sistemas de transporte de la Compañía son gasoductos de acceso abierto, regulados tanto bajo los reglamentos anteriores como bajo los actuales. De igual manera, las terminales de GNL, Gas LP y petrolíferos son instalaciones de almacenamiento de acceso abierto, con excepción de la planta de licuefacción que la Compañía está desarrollando y la cual ya cuenta con un permiso de la CRE y la autorización de la COFECE.

Con relación al gasoducto para usos propios que suministra a la planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali, la Ley de Hidrocarburos estipula que los permisos otorgados antes de la promulgación de la ley permanecerán en vigor durante su período original. Todas las instalaciones de acceso abierto (tanto de transporte como de almacenamiento) de la Compañía están obligadas a otorgar acceso no discriminatorio a cualquier usuario que solicite el servicio, siempre y cuando exista capacidad disponible en el sistema/ instalación, y el servicio sea técnicamente factible y económicamente viable, tal como se indica en las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las actividades de transporte y almacenamiento, emitidas por la CRE. Los permisionarios de acceso abierto están fuertemente regulados y supervisados por la CRE.

Los permisionarios al amparo de la Ley de Hidrocarburos sujetos a las obligaciones de acceso abierto que tienen capacidad disponible para ser usada de forma permanente están obligados a llevar a cabo temporadas abiertas para asignar dicha capacidad a terceros. Se considera que existe capacidad disponible cuando (1) se desarrolla un nuevo sistema, (2) se lleve a cabo una extensión o ampliación al sistema, (3) la capacidad existente no se ha asignado a través de un contrato de servicio, o estando ésta contratada no sea utilizada o (4) el usuario desee o deba ceder su capacidad en base firme, de manera permanente, total o parcial, a través del permisionario.

En agosto de 2018, la CRE modificó las disposiciones de acceso abierto aplicables al transporte y almacenamiento de gas natural. Entre otras cosas, dichas disposiciones, conforme han sido modificadas, prevén lo siguiente:

i. los permisionarios podrán asignar capacidad directamente a aquellos usuarios potenciales que contribuyan con financiamiento para la infraestructura del permisionario, a través de la celebración de convenios de inversión (“usuario ancla”). El permisionario deberá respetar las condiciones previamente pactadas bajo dicho convenio y la capacidad no deberá ser incluida en la temporada abierta que debe realizar. En caso de que exista interés de terceros en contratar capacidad adicional como resultado de la temporada abierta, el permisionario deberá modificar el sistema para redimensionar la capacidad y considerar las necesidades manifestadas, siempre que sea técnicamente factible y económicamente viable;

ii. los usuarios que deseen ceder capacidad de manera permanente, a otra parte que pertenezca al mismo grupo de interés económico, deberán realizarlo a través del permisionario y dicho permisionario deberá realizar una temporada abierta;

iii. la asignación de capacidad por el permisionario solo podrá realizarse a través de temporadas abiertas o por medio de boletín electrónico; y

iv. para mercado secundario se establecen los supuestos de cesión de capacidad (total, parcial, permanente o temporal).

Tarifas

Los servicios de gas natural, GNL, Gas LP, etano y productos petrolíferos de *midstream* y *downstream* (refinación, logística y comercialización), con excepción de la actividad de comercialización y expendio al público de Gas LP, están sujetos a “tarifas reguladas máximas” que deben someterse a previa aprobación por parte de la CRE. Los permisionarios pueden otorgar descuentos o acordar una tarifa convencional sujeto a las disposiciones generales emitidas por la CRE. Estos convenios deben reportarse a la CRE y publicarse en el boletín electrónico del permisionario, lo que permite el acceso público a los acuerdos.

De igual forma, en los activos que cuentan con instalaciones ferroviarias, los servicios relacionados con la prestación de servicios auxiliares, tales como el trasvase de líquidos, están sujetos a tarifas máximas que deberán registrarse ante la ARTF, no obstante que los permisionarios puedan pactar descuentos o acordar una tarifa convencional con los Usuarios. Por otra parte, en los activos que cuentan con instalaciones portuarias, las tarifas por maniobras portuarias, tales como carga, descarga, almacenaje, recepción y entrega de productos, deberán ser registradas ante la Unidad de Capitanías de Puerto y Asuntos Marítimos (UNICAPAM) de la SEMAR.

Comercialización y restricciones de participación cruzada

La Ley de Hidrocarburos establece que se requiere un permiso de la CRE para comercializar, entre otros productos, gas natural y GNL. En este sentido, las actividades llevadas a cabo por las subsidiarias de la Compañía, IEnova Marketing y ECA Licuefacción, están sujetas a la obtención de un permiso. En virtud de la Ley de Hidrocarburos y otras leyes aplicables, se han obtenido los permisos para llevar a cabo la actividad de comercialización de gas natural. Las empresas comercializadoras pueden contratar, directamente o por medio de terceros, servicios de transporte, distribución o almacenamiento de otros permisionarios. Adicionalmente, para llevar a cabo la actividad de comercialización de la Compañía se requiere, además, de otros permisos como son de importación y exportación otorgados por la Administración General de Aduanas del Sistema de Administración Tributaria y/o la SENER, respectivamente. Los permisos expedidos por la Administración General de Aduanas son por un periodo de tres años y los permisos otorgados por la SENER eran otorgados por periodos de un año o veinte años. Recientemente se reformó el acuerdo que establece las mercancías cuya importación y exportación está sujeta a regulación por parte de la SENER y sus modificaciones. En la nueva regulación se elimina la posibilidad de obtener un permiso de exportación de gas natural y GNL de 20 años y se establece que los permisos podrán otorgarse por 1 o 5 años. Para su otorgamiento será necesario acreditar que se cuenta o se desarrollará la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento de gas natural o GNL a exportar, y acreditar que se cuenta con la relación comercial de 2 o más clientes, además de demostrar que la exportación no impactará el suministro en México. La nueva regulación fue impugnada mediante diversas demandas de amparo interpuestas por terceros y la SENER publicó el 3 de marzo de 2021 en el Diario Oficial de la Federación la suspensión de todos los efectos y consecuencias de dicha disposición pero el 17 de febrero de 2022 la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación acuerdo por el que abroga el acuerdo de suspensión y reanuda las consecuencias del Acuerdo de Importación y Exportación, desde la fecha de su publicación del 26 de diciembre de 2020.

Asimismo, con ciertas excepciones que se establecen en la ley, a los permisionarios de almacenamiento y de transporte de acceso abierto no se les permite comercializar el gas natural almacenado en sus instalaciones o transportado por sus sistemas.

La Ley de Hidrocarburos establece restricciones de participación cruzada con respecto a los comercializadores y permisionarios de transporte o almacenamiento de acceso abierto. Sin embargo, la CRE puede autorizar la participación cruzada, previa obtención del visto bueno de la COFECE y siempre y cuando esta participación cruzada no afecte la competencia, la eficiencia del mercado o el acceso abierto efectivo. Estos requerimientos se pueden cumplir garantizando operaciones independientes o estableciendo mecanismos contables, legales y corporativos para impedir la intervención en las operaciones y en la administración entre los permisionarios. De acuerdo con las reglas aplicables, puede requerirse lo siguiente: (1) la desvinculación legal estricta de las actividades autorizadas, o una separación funcional, legal, operativa y contable, (2) limitaciones de participación en el capital social de una empresa, (3) limitaciones de participación máxima para agentes económicos en el mercado de comercialización y (4) la reserva de capacidad en instalaciones de almacenamiento y gasoductos. Algunos de los activos de la Compañía están sujetos a regulación de participación cruzada por la CRE y, por lo tanto, dichos activos han obtenido las debidas autorizaciones y han cumplido con la regulación aplicable.

Durante 2019, ECA Licuefacción obtuvo el visto bueno de COFECE en temas de participación cruzada con relación a los permisionarios de transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural. En agosto de 2021 la COFECE otorgó actualización de visto bueno a IEnova Marketing respecto a la contratación de capacidad adicional en ductos de transporte de acceso abierto de la Compañía y actualmente la solicitud de autorización de participación cruzada de IEnova se encuentra en evaluación por parte de la CRE. Derivado de la desincorporación de la BMV de IEnova, actualmente nos encontramos actualizando y modificando los mecanismos de regulación de participación cruzada al interior de la Compañía para solicitar nuevamente el visto bueno de COFECE y actualizar el expediente ante la CRE.

Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de almacenamiento

Los TCPS de Almacenamiento de GNL, los TCPS de Almacenamiento de Gas LP y los TCPS de Almacenamiento de Petrolíferos, que forman parte de los permisos de almacenamiento de GNL, Gas LP y petrolíferos, respectivamente, aplican a todos los contratos de servicio de la Compañía, para la recepción, almacenamiento y entrega de dichos productos. Los TCPS de Almacenamiento se

deben presentar a la CRE, y únicamente los TCPS de Almacenamiento de GNL deben ser aprobados por dicha autoridad. Los TCPS pueden ser modificados de tiempo en tiempo a petición de la Compañía a efecto de cumplir con las circunstancias del mercado, las disposiciones jurídicas aplicables vigentes y con cualesquiera disposiciones administrativas que la CRE emita. Por lo anterior, ciertas disposiciones de los TCPS pueden variar, si los mismos son modificados de tiempo en tiempo, previa notificación a, y en su caso aprobación de (para los TCPS de Almacenamiento de GNL), la CRE en ese sentido. Los contratos de servicios celebrados, deberán ser consistentes con los TCPS, por lo que cada vez que se modifiquen los TCPS deberán ser actualizados los contratos de servicios.

Asimismo, aunque los TCPS de cada uno de los permisos de almacenamiento de la Compañía son sustancialmente similares, puede haber ciertas disposiciones que varían de permiso a permiso. A continuación, se presenta un resumen de las disposiciones principales que son comunes en los TCPS de cada uno de los permisos de almacenamiento de la Compañía:

Servicios. La Compañía está obligada a proporcionar servicios de almacenamiento a sus clientes recibiendo GNL, Gas LP o petrolíferos en sus instalaciones, proporcionando servicios de almacenamiento y entregando el producto resultante a sus clientes en el punto y medio de entrega autorizado.

Acceso a la capacidad disponible de almacenamiento. La Compañía está obligada a proporcionar a sus clientes un acceso a la capacidad disponible de almacenamiento en sus terminales de GNL, Gas LP o petrolíferos que aún no estén contratadas bajo un contrato de servicio de almacenamiento en base firme o reserva contractual. Los clientes pueden acceder a dicha capacidad celebrando el contrato de servicios correspondiente, siempre y cuando cuenten con la conexión necesaria a las instalaciones de la Compañía en los puntos de entrega especificados en el contrato de servicios y el permisionario cumpla con los requisitos de acceso abierto contenidos en la regulación. Además, los clientes deben proporcionar una garantía financiera que asegure el cumplimiento de sus obligaciones bajo los contratos de servicio y los TCPS.

Servicios de almacenamiento en base firme o reserva contractual. Los servicios de almacenamiento en base firme consisten en almacenar GNL, Gas LP o petrolíferos entregados en el punto de recepción hasta la cantidad máxima de almacenamiento del cliente que se especifica en el contrato de servicios correspondiente, y entregar gas natural o Gas LP en el punto de entrega en cualquier momento de conformidad con el contrato de servicios. Los servicios de almacenamiento en base firme de la Compañía no pueden estar sujetos a reducciones o interrupciones, con las excepciones que se especifican en los TCPS de GNL, Gas LP o petrolíferos, y el contrato de servicios correspondiente.

Servicios de almacenamiento en base interrumpible (GNL). Los servicios de almacenamiento en base interrumpible consisten en almacenar GNL hasta la cantidad máxima de almacenamiento que se especifica en el contrato de servicios correspondiente. Los clientes de la Compañía tienen el derecho de solicitar este servicio mientras esté vigente el contrato de servicios. Sin embargo, los servicios de almacenamiento en base interrumpible están sujetos a la capacidad disponible después de cumplir con las obligaciones de los servicios de almacenamiento en base firme.

Servicios de almacenamiento en base interrumpible (Uso Común) (Gas LP y petrolíferos). Los servicios de almacenamiento en base interrumpible consisten en almacenar Gas LP o petrolíferos, siempre y cuando exista capacidad disponible de los servicios de almacenamiento en base firme, que aun estando contratada no haya sido objeto de nominación. En esta modalidad de servicio, la Compañía podrá solicitar al cliente que desaloje el Producto almacenado en un periodo más corto de entregas. Sin embargo, los servicios de almacenamiento en base interrumpible sólo podrán ser prestados, siempre y cuando no interfieran con las obligaciones de los servicios de almacenamiento en base firme.

Servicios adicionales. En el servicio de almacenamiento de GNL existen servicios adicionales, tales como la inyección de nitrógeno, servicios de carga-descarga y carga acelerada, los cuales en su caso deberán documentarse mediante un contrato independiente y por separado al contrato del servicio de almacenamiento. En el servicio de almacenamiento de petrolíferos existe el servicio de aditivación y/o oxigenación, el cual consiste en el uso de MTBE (Metil-ter-butil éter) como aditivo que mezclado con las gasolinas genera la oxigenación de los mismos, en cumplimiento con la Norma Mexicana NOM-016-CRE-2016, especificaciones de calidad de los petrolíferos.

Interrupción de los servicios. Los clientes no tienen derecho de recibir servicios de almacenamiento si se encuentran en incumplimiento de cualquiera de sus obligaciones de pago por servicios de almacenamiento, sujeto a una excepción para los clientes que proporcionen una garantía satisfactoria para cubrir el pago atrasado, con el consentimiento de la Compañía.

Capacidad crediticia. Los clientes deben ser solventes o proporcionar evidencia de su capacidad crediticia dentro los 30 días siguientes a que se los requiera la Compañía para tener derecho a recibir servicios de almacenamiento de GNL, Gas LP o petrolíferos. Si no es posible proporcionar suficiente evidencia de capacidad crediticia, los clientes deben proporcionar una garantía financiera que cubra sus obligaciones bajo los TCPS de GNL, Gas LP o petrolíferos.

Suspensión, reducción o modificación del servicio de almacenamiento. Si los clientes incumplen con sus obligaciones bajo sus contratos de servicios, la Compañía puede suspender los servicios de almacenamiento de GNL, Gas LP o petrolíferos. Asimismo, sujeto a un período de gracia, la Compañía puede dar por terminado el contrato de servicios correspondiente. El contrato de servicios se dará por terminado automáticamente en el caso de quiebra o bancarrota de un cliente, y la Compañía tendrá el derecho de ejecutar cualquier garantía financiera otorgada por dicho cliente. Si la Compañía suspende los servicios de almacenamiento de GNL o Gas LP sin causa justificada, proporcionará un bono igual a cinco veces la tarifa del servicio de almacenamiento de GNL o Gas LP que habría estado disponible para dicho cliente durante la suspensión, lo que se calculará de acuerdo con los TCPS de GNL o Gas LP, según corresponda. Para el caso de los servicios de almacenamiento de petrolíferos, la Compañía deberá bonificar al cliente al expedir la factura respectiva, una cantidad equivalente al monto que el cliente hubiera pagado por la prestación del Servicio.

Compras y ventas misceláneas. La Compañía no está obligada a celebrar un contrato de servicios a una tarifa más baja que la tarifa regulada.

Pago. Si los clientes incumplen con sus obligaciones de pago, las cantidades atrasadas generan intereses a una tasa diaria calculada según los TCPS de GNL, Gas LP o petrolíferos. La falta de pago dentro de cierto periodo de tiempo que se estipula en los TCPS de GNL, Gas LP o petrolíferos puede resultar en la suspensión del servicio o en la rescisión del contrato respectivo.

Responsabilidad, garantía y cesión. La Compañía considera que tiene el control y la responsabilidad de cualquier GNL, Gas LP o petrolífero almacenado desde el momento de la recepción hasta la entrega a los clientes. Se considera que los clientes tienen el control y responsabilidad del GNL, Gas LP o petrolíferos antes de su recepción, por la Compañía y después de la entrega del mismo.

Cualquiera de las partes puede ceder o gravar los contratos de servicios de almacenamiento con el consentimiento previo por escrito de la otra parte y de conformidad con los TCPS, así como conforme a la regulación aplicable. Se considera que los clientes han aceptado incondicionalmente la cesión de los derechos y obligaciones de la Compañía a los acreedores correspondientes con el propósito de obtener financiamiento, así como cualquier entidad que adquiera las terminales de GNL, Gas LP o petrolíferos, con la previa autorización de la CRE.

La responsabilidad de la Compañía con los clientes se limita a daños sufridos directamente como resultado de la omisión de ejecutar sus obligaciones bajo un contrato de servicios de almacenamiento (suspensión o interrupción de la entrega de GNL, Gas LP o petrolíferos en el punto de entrega). Los clientes deberán asegurarse de que sus embarcaciones, autotanques o carrotanques estén completamente cubiertas por seguros (incluyendo seguro ambiental) y que se operen y mantengan de acuerdo con las normas nacionales e internacionales aplicables.

Fuerza mayor. Un evento de *fuerza mayor* es cualquier evento, predecible o impredecible pero inevitable, que obstruye o impide a la parte afectada cumplir con sus obligaciones bajo un contrato de servicios de almacenamiento. Al recibir una notificación informándole a la otra parte de tales condiciones (salvo por lo que respecta a cualquier obligación de pago anterior), las obligaciones de ambas partes se suspenderán por el tiempo que continúe el evento de fuerza mayor. En ninguna circunstancia se considerarán dificultades financieras y/o técnicas como evento de fuerza mayor. Si un evento de fuerza mayor afecta la terminal de la Compañía, se suspenderá la obligación de sus clientes de efectuar pagos por capacidad de almacenamiento bajo el contrato de servicios, o si aplica, se reducirán *pro rata* al nivel de servicios de almacenamiento que se proporcione. También la Compañía puede suspender, restringir o modificar las entregas de gas a los clientes de acuerdo con la afectación generada por dicho evento.

En el caso de una suspensión o reducción de los servicios de almacenamiento de GNL, Gas LP o petrolíferos que no esté relacionada con las instalaciones de la Compañía, los clientes deberán continuar pagando cualquier cantidad debida por ellos al momento en que ocurrió el evento de fuerza mayor.

Gas natural para la operación de la Terminal de GNL. La Compañía requiere de cierta cantidad de gas natural para la operación de la Terminal de GNL y la prestación de servicios de almacenamiento, y tiene el derecho de retener y usar para tales propósitos, sin ningún costo o cargo, el GNL almacenado disponible de sus clientes.

Solución de controversias. Cualquier controversia se resolverá por medio de arbitraje.

Cesión de la capacidad del Usuario. Cualquier cliente puede ceder temporal o permanentemente toda o una parte de su cantidad suministrada de almacenamiento de gas natural, Gas LP o petrolíferos a otro cliente, enviando a la Compañía un aviso previo. Cualquier transferencia de derechos contractuales permanentes deberá ser aprobada por la Compañía y estará sujeta a los requerimientos de capacidad crediticia, así como a los TCPS y a la regulación aplicable. Los usuarios de gas natural que deseen ceder capacidad de manera permanentemente, a otra parte que pertenezca al mismo grupo de interés económico, deberán realizarlo a través del permisionario y dicho permisionario deberá realizar una temporada abierta.

Política de conexiones. La Compañía tiene la obligación de permitir a cualquier entidad conectarse a sus terminales de GNL, Gas LP o petrolíferos y los gasoductos relacionados, sujeto a ciertas condiciones relacionadas con la capacidad disponible y con la viabilidad técnica, siempre y cuando la parte que busque conectarse asuma todos los gastos de la conexión.

Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de transporte de gas natural, Gas LP y etano

Los TCPS para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, de Gas LP, de Etano Gas y de Etano Líquido regulan los contratos de servicios de transporte celebrados entre los sistemas de transporte con los usuarios y forman parte integrante de dichos contratos. Los TCPS son aprobados por, y presentados ante, la CRE con respecto a cada permiso de transporte. Los TCPS pueden ser modificados de tiempo en tiempo a petición de la Compañía a efecto de cumplir con las disposiciones legales aplicables vigentes y con cualesquier disposiciones administrativas que la CRE pudiese emitir. Por lo anterior, ciertas disposiciones de los TCPS pueden variar si los mismos son modificados de tiempo en tiempo, previa aprobación de la CRE en ese sentido. Los contratos de servicios celebrados deberán ser consistentes con los TCPS, por lo que cada vez que se modifiquen los TCPS deberán ser actualizados los contratos de servicios.

Asimismo, aunque los TCPS de cada uno de los permisos de transporte de la Compañía son sustancialmente similares, puede haber ciertas disposiciones que varían de permiso a permiso y sus respectivos contratos. A continuación, se presenta un resumen de las disposiciones principales que son comunes en los TCPS de cada uno de los permisos de transporte de la Compañía y sus respectivos contratos:

Vigencia. La vigencia de los TCPS de transporte es equivalente al plazo del permiso correspondiente otorgado por la CRE.

Incremento de capacidad. En el caso de que las solicitudes de servicios de transporte excedan la capacidad disponible, la Compañía debe construir instalaciones adicionales para incrementar la capacidad disponible de sus gasoductos para cumplir con tales solicitudes, siempre y cuando esto sea técnicamente factible y económicamente viable, y deberá realizar una temporada abierta para asignar la capacidad disponible.

Contratos de servicios de transporte. La Compañía proporciona el servicio de transporte únicamente a los clientes que hayan celebrado un contrato de servicios de transporte basado en los formatos establecidos por los TCPS y una vez que el cliente haya cumplido con todos los requerimientos estipulados. La Compañía celebra contratos después de un análisis completo de las solicitudes de servicio recibidas de usuarios potenciales.

Nominaciones. Durante la vigencia de un contrato de servicios de transporte, los usuarios de la Compañía preparan y entregan sus nominaciones de gas natural, Gas LP y etano que contienen la información relativa a la cantidad diaria de producto a transportarse,

los puntos de recepción y entrega y las fechas de inicio y conclusión de la nominación.

Capacidad crediticia. Bajo los TCPS, la Compañía no está obligada a proporcionar servicios de transporte a clientes que tengan saldos insolutos o capacidad crediticia inhabilitada. Si no es posible proporcionar suficiente evidencia de capacidad crediticia, los clientes deben proporcionar una garantía financiera que cubra sus obligaciones bajo los TCPS.

Mercado Secundario. Los usuarios del servicio podrán ceder parte o la totalidad de su capacidad contratada con el permisionario a cualquier persona que esté interesada en obtenerla de forma temporal o definitiva, siempre y cuando el cesionario cumpla con los requerimientos de los TCPS aplicables, incluyendo el proporcionar la garantía requerida. En el caso de gas natural, los usuarios que deseen ceder capacidad de manera permanente, a otra parte que pertenezca al mismo grupo de interés económico, deberá realizarlo a través del permisionario y dicho permisionario deberá lanzar una temporada abierta.

Pagos. Si los clientes incumplen con sus obligaciones de pago, las cantidades pendientes de pago acumulan intereses a una tasa diaria. La falta de pago dentro del período de gracia, el cual en virtud de cada uno de los TCPS puede variar entre diez y noventa días, puede resultar en la suspensión del servicio y la terminación anticipada del contrato.

Suspensión de los servicios. La mayoría de los TCPS estipulan específicamente que la Compañía no es responsable de la suspensión de los servicios del gasoducto si existe un evento de fuerza mayor, en caso de una falla en las instalaciones de un cliente, en caso de que se requiera la suspensión por mantenimiento o ajuste de sus instalaciones, o en caso de un incumplimiento de las obligaciones por parte del cliente. Bajo algunos de los TCPS y bajo ciertas circunstancias, los usuarios están obligados a pagar la tarifa de capacidad correspondiente durante el período de la suspensión. Una suspensión del servicio, con excepción de lo anteriormente descrito, obliga a la Compañía a proporcionar un bono al usuario afectado equivalente a cinco veces la cantidad de producto que habría estado disponible durante el período de la interrupción como si dicha suspensión no hubiera ocurrido.

En el caso de una suspensión, restricción o modificación atribuible a fuerza mayor que dure más de cinco días hábiles, la Compañía debe presentar un plan correctivo a la CRE.

Un evento de fuerza mayor es cualquier evento, predecible o impredecible pero inevitable, que obstruye o impide a la parte afectada cumplir con sus obligaciones bajo un contrato de servicios de transporte. Después de cierto plazo, el cual puede variar en cada uno de los TCPS, como resultado de dicho evento de fuerza mayor, la parte afectada puede dar por terminado el contrato de servicios.

Indemnización. Los clientes deben indemnizar a la Compañía y a sus funcionarios, agentes, empleados y contratista, por cualquier daño o pérdida sufrida en relación con cualquier incumplimiento de las obligaciones de los clientes bajo sus contratos de servicios de transporte.

Solución de controversias. Cualquier controversia se resolverá de conformidad con lo acordado por las partes, pudiendo ser por medio de arbitraje de conformidad con la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética o pudiendo ser sometida a la jurisdicción y competencia de las leyes y tribunales federales en México. Si un cliente se considera un consumidor según la Ley Federal de Protección al Consumidor, cualquier controversia se solucionará de conformidad con dicha ley.

Tarifas. A la Compañía se le permite negociar tarifas más bajas que las que se indican en la lista de tarifas correspondiente aprobada por la CRE. En todo caso, las tarifas del servicio en base firme e interrumpible deberán ser iguales o inferiores a las tarifas reguladas y previamente aprobadas por la CRE. La Compañía está obligada a publicar cualquier tarifa regulada aprobada en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de los estados en los cuales proporciona los servicios de transporte. En el caso del transporte de etano, las tarifas son publicadas en el boletín electrónico correspondiente.

Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de distribución de gas natural

Los TCPS de distribución de gas natural que se incluyen en los permisos de distribución de gas natural de la Compañía regulan la recepción, entrega y comercialización del gas natural. Los TCPS son aprobados por, y reportados ante, la CRE con respecto a cada permiso de distribución de gas natural. Los TCPS pueden ser modificados de tiempo en tiempo a petición de la Compañía a efecto

de cumplir con las disposiciones legales aplicables vigentes y con cualesquier disposiciones administrativas que la CRE pudiere emitir. Por lo anterior, ciertas disposiciones de los TCPS pueden variar, si los mismos son modificados de tiempo en tiempo, previa aprobación de la CRE en ese sentido. Los contratos de servicios celebrados deberán ser consistentes con los TCPS, por lo que cada vez que se modifiquen los TCPS deberán ser actualizados los contratos de servicios.

Además, aunque los TCPS de cada uno de los permisos de distribución de gas natural de la Compañía son sustancialmente similares, puede haber ciertas disposiciones que varían de permiso a permiso. A continuación, se presenta un resumen de las disposiciones principales que son comunes en los TCPS de cada uno de los permisos de distribución de gas natural de la Compañía:

Servicios. La Compañía proporciona servicios de distribución simple y distribución con comercialización de gas natural a sus clientes en diferentes puntos de entrega en el sistema de gasoductos de distribución de la Compañía. En el caso de una falla o deficiencia en el sistema de la Compañía que no permita entregar gas natural al usuario final, la Compañía debe compensarlo con cierta cantidad de gas natural que habría estado disponible para dicho usuario si la interrupción no hubiera ocurrido. En febrero de 2016, la CRE aprobó las disposiciones en materia de protección al usuario final de bajo consumo de gas natural, por medio del cual se prohíbe a los distribuidores a partir de marzo del 2018 prestar el servicio de comercialización de gas natural a los usuarios de alto consumo (usuarios de consumo anual superior a 5000 GJ).

Interconexión. Después del vencimiento de los períodos de exclusividad otorgados a la Compañía por la CRE para cada zona geográfica, la Compañía debe permitir a otros permisionarios conectarse a su sistema de gasoductos siempre y cuando tenga suficiente capacidad disponible y que dicha conexión sea técnica y económicamente viable. Cualquier tarifa de conexión será acordada entre la Compañía y los otros permisionarios. En enero de 2018, la CRE aprobó un acuerdo por el que se determinó a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural. Con la entrada en vigor de dicho acuerdo, se abrogó la Directiva de Determinación de Zonas Geográficas, la cual solicitaba determinar una zona geográfica en particular previo al otorgamiento de un permiso de distribución.

Tarifas. A la Compañía se le permite negociar tarifas más bajas que las que se indican en la lista de tarifas correspondiente aprobada por la CRE. La Compañía está obligada a publicar cualquier tarifa regulada anualmente en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de los Estados en los cuales proporciona los servicios de distribución.

Capacidad del sistema. A fin de calcular el uso máximo diario de su sistema de distribución, la Compañía está obligada a utilizar el modelo de simulación “Stoner Workstation”, el cual es el estándar internacional en la industria para calcular los flujos de gasoductos. Si la capacidad solicitada excede la capacidad disponible de la Compañía, los servicios residenciales y comerciales tienen prioridad, y la Compañía debe consultar a sus clientes industriales acerca de la reducción o interrupción de su servicio.

Crédito, depósitos y garantías. Los clientes de la Compañía deben cumplir por lo menos con uno de los siguientes requerimientos de capacidad crediticia: (1) efectuar un depósito de efectivo a favor de la Compañía equivalente a tres veces el consumo mensual calculado para dicho cliente; (2) obtener un fiador, carta de crédito o fianza para garantizar el pago de las facturas; o (3) cumplir de manera oportuna con el pago de todas las facturas durante doce meses consecutivos.

Obligaciones de seguridad. Si ocurre un evento que pueda causar un riesgo a la salud y seguridad públicas, la Compañía está obligada a dar aviso inmediato a la CRE, a la ASEA y a las autoridades locales correspondientes, informándoles además sobre las medidas adoptadas para solucionar el problema. La Compañía también está obligada a usar equipo, materiales y sistemas que cumplan con las especificaciones que se prevén en las Normas Oficiales Mexicanas, o, en ausencia de estas normas, con las especificaciones adoptadas internacionalmente en la industria. De igual manera, la Compañía está obligada a entrenar a su personal para prevenir y remediar accidentes, así como a proporcionar cualquier asistencia que sea necesaria a las autoridades gubernamentales en caso de emergencias o desastres. Además, la Compañía debe adquirir y mantener en vigor los seguros requeridos por los permisos correspondientes para cubrir cualquier responsabilidad que pueda surgir.

Responsabilidades. La Compañía es responsable de los daños que puedan causarse por la prestación de los servicios hasta el punto de entrega, excepto en el caso de conducta dolosa o negligencia de la parte afectada. Después del punto de entrega, los clientes son responsables de cualquier daño sufrido por dicho cliente o por cualquier tercero.

Interrupción de los servicios. La Compañía puede interrumpir los servicios sin ninguna responsabilidad en los siguientes casos: (1) si se determina que el sistema o el equipo de un cliente representan un peligro o riesgo importante; o (2) por una orden por escrito emitida por una autoridad que indique que el sistema del cliente representa un peligro o riesgo o que no cumple con las disposiciones legales aplicables. La Compañía también tiene el derecho de suspender el servicio en el caso de que los clientes no efectúen el pago de más de una factura vencida.

Además, la Compañía no es responsable de la interrupción de los servicios como consecuencia de (1) eventos de caso fortuito o de fuerza mayor; (2) fallas de los sistemas del cliente debidos a error del operador; (3) trabajos de mantenimiento, ampliación o modificación en los sistemas si la Compañía da aviso anticipado a los clientes; o (4) incumplimiento de los clientes de sus obligaciones bajo los contratos de servicios.

Rescisión. Cualquier cliente puede dar por terminado un contrato de servicios a la Compañía aviso previo por lo menos dos días antes de la fecha de terminación.

Solución de controversias. Las controversias que surjan en relación con los servicios se resolverán por medio de arbitraje. Las controversias en las cuales el cliente se considere un consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor se resolverán de conformidad con dicha ley.

Normas Oficiales Mexicanas, Directivas, Acuerdos, Resoluciones y Disposiciones Generales

Adicionalmente a las leyes y reglamentos mencionados anteriormente, el marco legal que regula las actividades de la Compañía también incluye (1) las Normas Oficiales Mexicanas emitidas por la SENER, la CRE y la ASEA en relación con asuntos técnicos del sector hidrocarburos, como la calidad de los productos y las especificaciones técnicas relacionadas con el diseño, la construcción, seguridad industrial y operativa, operación, mantenimiento, cierre, desmantelamiento y/o abandono de sus sistemas e instalaciones de trasvase, transporte, almacenamiento, regasificación, licuefacción y distribución, (2) las Directivas emitidas por la CRE que regulan los asuntos económicos aplicables al negocio de la Compañía como los precios y las tarifas, así como asuntos de contabilidad y de seguros, (3) los Acuerdos, Resoluciones y las Disposiciones Generales relacionadas a la prestación del servicio emitidas por la CRE, las Disposiciones Administrativas de carácter generales relacionadas con la Evaluación de Impacto Social en el sector energético emitidas por la SENER, las Disposiciones Administrativas de carácter generales relacionadas a la protección ambiental y a la seguridad industrial y operativa emitidas por la ASEA, y (4) los documentos de política pública emitidos por la SENER acerca de cualquiera de las actividades del sector hidrocarburos en las cuales participa la Compañía.

Otras autorizaciones

Existen otros permisos y/o licencias que pueden ser requeridos por los tres diferentes niveles de gobierno (municipal, estatal o federal) para el desarrollo, construcción y operación de sistemas de hidrocarburos. Estos incluyen permisos ambientales, en materia de seguridad industrial y operativa, sociales, licencias de uso del suelo urbano, permisos de construcción, permisos de vertimientos en zonas marinas mexicanas otorgados por la SEMAR, visto bueno de obra en área de monumentos arqueológicos, concesiones y/o permisos para el uso y aprovechamiento sobre y/o para cruce de zonas federales como ríos, arroyos, zonas marítimas y zonas federales marítimo terrestre, entre otros.

Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE)

La COFECE es un organismo autónomo del estado mexicano que tiene facultades conjuntas en las actividades de gas natural, Gas LP, productos petrolíferos y etano relacionadas con prácticas monopólicas, participación cruzada y concentraciones económicas. Con el visto bueno de la COFECE, la CRE emitió disposiciones para desarrollar mercados competitivos en el sector hidrocarburos, las cuales pueden incluir restricciones contra el agrupamiento, limitaciones de accionistas, y límites a la participación de los operadores económicos en las actividades de comercialización. Asimismo, se requiere la opinión favorable de la COFECE para participar en concursos convocados por las Administraciones Portuarias, en las que la Compañía tenga interés en construir y operar terminales de almacenamiento de petrolíferos u otros productos.

Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)

La Terminal de GNL y algunas terminales de almacenamiento de petrolíferos requieren permisos y/o autorizaciones por parte de la SCT. Las terminales marinas requieren una concesión o permiso sobre bienes de dominio público que incluyen la construcción, operación y explotación de terminales, marinas e instalaciones portuarias y autorizaciones para obras marítimas o dragado. Cabe mencionar que, a partir del 5 de junio de 2021, estas autorizaciones serán otorgadas por la SEMAR. Por otra parte, las terminales terrestres que cuentan con instalaciones férreas requieren la aprobación del proyecto ejecutivo para la construcción de vías particulares, así como permisos de servicios auxiliares, como trasvase de líquidos, ambos otorgados por la SCT.

Las centrales eléctricas, como ESJ y ESJ Expansión, requieren realizar una evaluación del recurso eólico, a través de una Campaña de Medición de Viento que se realiza mediante la instalación de torres meteorológicas, mismas que requieren contar con la autorización para la “Construcción, Balizaje e Iluminación”. Dicha autorización es otorgada por la Dirección General de la Agencia Federal de Aviación Civil de la SCT.

Secretaría de Marina

Las terminales marinas, tales como la de GNL o de almacenamiento de petrolíferos, que con motivo de su construcción y/u operación requieran realizar vertimientos a las zonas marinas mexicanas, deben obtener la autorización por parte de la SEMAR, ya que conforme a la Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas y su Reglamento se establecen una serie de disposiciones para controlar, prevenir y proteger de la contaminación o alteración por vertimientos en el medio ambiente marino. Cabe señalar que las funciones de la Coordinación General de Puertos y Marina Mercante, incluidas las Administraciones Portuarias Integrales (API), como previamente se conocían de la SCT fueron transferidas a la SEMAR, de acuerdo con el decreto de fecha 7 de diciembre de 2020 por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, de la Ley de Navegación y Comercio Marítimos y de la Ley de Puertos, mismo que entrará en vigor el 5 de junio de 2021. Hoy en día, las API se conocen como Administradoras del Sistema Portuario Nacional (ASIPONA).

A partir del 7 de junio de 2021, con la transferencia de la Coordinación General de Puertos y Marina Mercante y las Capitanías de Puerto a la SEMAR, los trámites se concentraron en la Unidad de Capitanías de Puerto y Asuntos Marítimos (“UNICAPAM”), incluyendo las autorizaciones de señalamientos marítimos, de protección portuaria Código PBIP y de tarifas de maniobras portuarias.

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

CENAGAS es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal mexicano. La responsabilidad principal del CENAGAS es fungir como gestor para administrar y operar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), el cual era administrado anteriormente por Pemex Gas y Petroquímica Básica. Algunos de los activos de la Compañía son parte del SISTRANGAS.

En marzo de 2018, la SENER emitió la Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural, en la que se establece la obligación del CENAGAS de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural para el año de 2026, y será responsable de coordinar el desarrollo de la infraestructura de almacenamiento y aprobará proyectos estratégicos a través de temporadas abiertas. También se establece a partir de octubre de 2018 la obligación por parte de los permisionarios de transporte y almacenamiento de entregar a la CRE informes semanales de volúmenes consumidos e inventarios de gas natural.

En enero de 2019, la CRE aprobó los TCPS del CENAGAS, respecto a su permiso como gestor del SISTRANGAS, los cuales regulan el servicio de gestión, administración y operación que presta el CENAGAS en dicho sistema integrado. Al formar parte del SISTRANGAS, algunos activos de la Compañía deberán aplicar dichos TCPS.

Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH)

El INAH es un organismo desconcentrado de la Secretaría de Cultura y fundado en 1939, tiene como objetivo garantizar la investigación, la protección y difusión del patrimonio prehistórico, arqueológico, antropológico, histórico y paleontológico de México.

De conformidad con lo establecido en la Ley Federal sobre Monumentos y Zonas Arqueológicas, Artísticas e Históricas (LFMZAAH), para la construcción de nuevos proyectos es necesario contar con el “Visto bueno de obra en áreas de monumentos arqueológicos o en que se presuma su existencia”.

En septiembre del 2019, se actualizó el trámite INAH 05-001 para establecer que en caso de que la construcción implique obras de infraestructura de mayor envergadura, tales como carreteras, gasoductos, oleoductos, presas, parques de generación de energía, tendidos eléctricos, etc., deberán realizar sin excepción el trámite, dado que el área de impacto es mayor y en consecuencia la probabilidad de afectación al patrimonio.

Contar con este Visto Bueno es fundamental para el desarrollo de los proyectos de la Compañía. Asimismo, cuando un Proyecto de la Compañía es propuesto para financiación, como es el caso de ESJ Expansión y el portafolio de proyectos de generación solar de IEnova, se deberá validar el cumplimiento de los Principios de Ecuador, los *Green Loan Principles* y las normas de desempeño del Banco Mundial y de IFC (Corporación Financiera Internacional), y que en su norma de desempeño 8 establece la protección del patrimonio cultural en el diseño y ejecución de los proyectos.

Otras disposiciones importantes

Las operaciones de los negocios de la Compañía están sujetas a otras normas que pueden afectar su negocio, incluyendo leyes federales, estatales y municipales, instrumentos de planeación y ordenamientos ecológicos, así como disposiciones relacionadas con el uso del suelo urbano, la construcción y protección civil y permisos y licencias locales.

En mayo de 2017, se emitieron las “Disposiciones para que los asignatarios, contratistas y permisionarios proporcionen información sobre el contenido nacional en las actividades que realicen en la industria de hidrocarburos” (“DACG’s de Contenido Nacional”). Con estas disposiciones a partir del mes de abril del 2019, los permisionarios de almacenamiento, distribución, transporte y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, debían reportar de manera quinquenal a la Secretaría de Economía el porcentaje del contenido nacional y extranjero de: (i) bienes finales adquiridos; (ii) servicios contratados; (iii) mano de obra contratada; (iv) capacitaciones contratadas; (v) gastos realizados en la transferencia de la tecnología, y (vi) gastos realizados por construcción de infraestructura con fines sociales.

Durante 2019 se informó a la Secretaría Economía el contenido nacional de 15 activos de hidrocarburos de la Compañía.

El 23 de enero de 2020, la Secretaría de Economía modificó las DACG’s de Contenido Nacional, en particular elimina la obligación de los Permisionarios de informar quinquenalmente su contenido nacional, estableciendo que sólo se informará en caso de que la autoridad lo requiera respecto al periodo que se determine en cuyo caso no podrá exceder de 5 años. Se están realizando acciones para mitigar los posibles impactos que esta modificación pudiera traer a la Compañía, toda vez que se establecen obligaciones de autorregulación.

En diciembre de 2017, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos (exceptuando Gas LP), en la que se establece la obligación a permisionarios de distribución y comercialización de petrolíferos de mantener un mínimo de 5 días de ventas como inventario estratégico de cada uno de los petrolíferos que enajenen a partir del año 2020. Dicha obligación se incrementará de 8 a 10 y de 10 a 15 días para los años 2022 y 2025, respectivamente. Al menos el 50% de los inventarios mínimos deberán ubicarse en las terminales que suministren usualmente a las estaciones de servicio mediante autotanques. También se establece, a partir de abril de 2018, la obligación por parte de los permisionarios a lo largo de la cadena de valor (almacenamiento, comercialización, distribución, expendio al público, refinación) de entregar a la CRE informes semanales de producción, importaciones, exportaciones, inventarios y ventas por producto.

En diciembre 2019, la SENER publicó una modificación a la Política con el fin de homologar a 5 días de inventario mínimo de gasolina y diésel, y a 1.5 días de inventario mínimo de turbosina, a nivel nacional, desde el 1 de julio de 2020 al 31 de diciembre de 2025. La obligación será revisada cada 5 años, en la medida en que se desarrolle el mercado nacional o antes previa justificación fundada por la SENER.

En junio de 2018, se modificó el artículo 28 del Código Fiscal de la Federación, estableciendo la necesidad de que las personas que fabriquen, produzcan, procesen, transporten, almacenen, incluyendo almacenamiento para usos propios, distribuyan o enajenen cualquier tipo de hidrocarburo o petrolífero, cuenten con los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos y los certificados que acrediten su correcta operación y funcionamiento, así como con dictámenes emitidos por un laboratorio de prueba o ensayo, que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, mismos que formarían parte de la contabilidad del contribuyente. Cabe destacar que dichos servicios debían contratarse con proveedores autorizados por el SAT, sin embargo, en diciembre de 2021, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación nuevas modificaciones al Código Fiscal de la Federación, así como la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022, eliminando la figura de proveedores autorizados, por lo que las obligaciones para llevar controles volumétricos entraron en vigor a partir del 1º de enero de 2022.

La falta de existencia de un proveedor de software que cumpla con las disposiciones en materia de controles volumétricos ha provocado una afectación directa en los costos de los proyectos, retrasando además el inicio de operaciones en activos que requieren de su implementación para la obtención de otros permisos regulatorios. Adicionalmente, las constantes actualizaciones a la normatividad aplicable requieren de nuevos ajustes por parte de los activos que son sujetos obligados, con el fin de mantener el cumplimiento regulatorio.

El 30 de junio de 2020, la SHCP, a través del SAT, publicó en el DOF, las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020. Dichas Reglas han sufrido diversas modificaciones y siguieron vigentes durante 2021. El 11 de junio de 2021, la SHCP y el SAT publicaron en el DOF la Séptima Resolución de Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020, la cual generó cambios sustanciales en la regulación en materia de comercio exterior. Con esta modificación, únicamente las empresas productivas del estado, sus organismos subsidiarios y empresas productivas subsidiarias podían obtener la autorización para la entrada o salida de mercancías del territorio nacional por Lugar Distinto al Autorizado ("LDA"), en discriminación de los agentes económicos privados que participan en la internación marítima de los combustibles en territorio nacional, dificultando y encareciendo la logística y el cumplimiento en calidad de los petrolíferos de importación. El 23 de noviembre de 2021, el SAT publicó en el DOF la Novena Resolución de Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020, mediante la cual permite nuevamente a las personas morales interesadas en obtener la autorización para la entrada o salida de mercancías del territorio nacional por LDA, enlistando los requisitos que deberán cumplir para su obtención. El 24 de diciembre de 2021, se publicaron las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2022, que entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2022, incluyendo nuevamente los requisitos establecidos en la Novena Resolución de Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020.

Generación, suministro, importación y exportación de electricidad

Derivado de la modificación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en diciembre de 2013 y la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica, que abrogó y reemplazó a la antigua Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, actualmente se permite a las entidades privadas obtener permisos para la generación y comercialización y suministro de electricidad a usuarios del suministro básico, usuarios calificados o para la venta directa en el mercado eléctrico mayorista, así como participar en la construcción, operación y administración de centrales generadoras de energía eléctrica. El Estado Mexicano continúa a cargo de la transmisión y distribución de electricidad por medio de las empresas productivas subsidiarias de CFE, pero puede celebrar contratos con empresas privadas relacionadas con dichas actividades, incluyendo contratos para el financiamiento, instalación, procura, operación y expansión de la infraestructura de la red eléctrica. La planeación y el control de la red se encuentran bajo la autoridad exclusiva del Gobierno Federal y se lleva a cabo por medio del CENACE, el cual es un organismo público descentralizado responsable de administrar el Sistema Eléctrico Nacional, funcionando como operador independiente del sistema para el mercado eléctrico mayorista.

En los términos de las Bases del Mercado Eléctrico (disposiciones que forman parte de las Reglas de Mercado, cuyo fin es regular las actividades del nuevo mercado eléctrico mayorista), los generadores de electricidad particulares pueden participar en el mercado eléctrico mayorista operado por el CENACE vendiendo energía y productos asociados a otros participantes de mercado.

Durante 2019, el CENACE otorgó el estatus de participante del mercado mayorista a los parques solares Rumorosa Solar, Pima Solar y Tepezalá Solar para poder vender y comprar energía, potencia, CELs y otros productos.

Bajo la Ley de la Industria Eléctrica, las centrales generadoras con capacidad instalada de 0.5 MW o más, así como las representadas por un generador en el mercado eléctrico mayorista (sin importar la capacidad instalada) requieren de un permiso de generación de electricidad. Las plantas generadoras con capacidad instalada de menos de 0.5 MW no requieren un permiso, pero en caso de ser de su interés, necesitan un suministrador que actúe a su nombre para vender su energía y productos relacionados en el mercado eléctrico mayorista.

Los permisos otorgados antes de la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica (como el permiso de exportación de Termoeléctrica de Mexicali, los permisos de importación y exportación del parque eólico Energía Sierra Juárez en su fase I, y los permisos de autoabastecimiento de los parques eólicos Ventika I y Ventika II y los parques solares Don Diego Solar y Border Solar) se encuentran vigentes de conformidad con los transitorios de la Ley de la Industria Eléctrica.

Aun y cuando la LIE establece que esos permisos, llamados "legados" por la propia LIE, continuarán en vigor en los términos en los que fueron otorgados, y los derechos de los permisionarios no se verán afectados por las nuevas leyes y reglamentos, recientemente SENER, CENACE y la CRE, han publicado nueva regulación y el Congreso aprobó cambios a la Ley de la Industria Eléctrica que afecta a los proyectos de energía limpia y legados.

Si bien la nueva normatividad emitida por SENER, CENACE y CRE se encuentra suspendida o, en otros casos sin efecto, este marco regulatorio afecta principalmente a los proyectos de energías renovables con permiso de generación bajo la LIE y la LSPEE.

Como ejemplo de la nueva regulación se citan:

- En abril de 2020, CENACE emitió un acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red eléctrica nacional, debido al reconocimiento de la enfermedad epidémica del virus SARS-CoV2 (COVID-19). En dicho acuerdo, CENACE instruye entre otras cosas; (i) que las centrales de energía eólica y solar en una fase de prueba preoperativa deberán suspender las pruebas mientras se mantenga vigente el acuerdo, y (ii) que las centrales intermitentes no sean despachadas a pesar de ser las más económicas revocado por el poder Judicial.
- En mayo de 2020, SENER publicó el acuerdo por el cual se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, la cual tiene como objetivo primordial el establecimiento de directrices que permitan a las autoridades competentes garantizar el suministro eléctrico de la red nacional sustituyendo el actual despacho económico, por principios de confiabilidad, que las centrales de generación de energía limpia intermitente afectan dicha seguridad y confiabilidad dejando sin efectos por la misma autoridad que lo emitió.
- En junio de 2020, la CRE publicó la resolución número RES/893/2020, mediante la cual modifica las tarifas de los servicios de transmisión de energía eléctrica, a precios de 2018, aplicadas por CFE Intermediación de Contratos Legados, S.A. de C.V., a los titulares de contratos de interconexión legados, con centrales de generación renovable o cogeneración eficiente. Esta resolución tuvo un impacto directo en los costos de operación de los proyectos legados, ya que aumenta las tarifas de transporte que los generadores de autoabastecimiento deben pagar a CFE ICL. La resolución se encuentra vigente, pero Ventika I, Ventika II, Border Solar y Don Diego cuentan con una sentencia firme a favor.
- En octubre de 2020, la CRE aprobó la resolución mediante la cual modifica las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación eléctrica o suministro eléctrico. Dicho cambio pretende restringir la modificación de los permisos de

autoabastecimiento para realizar altas, bajas y cambios de centros de carga e incluir nuevos socios en los planes de expansión de las sociedades de autoabastecimiento. Border Solar y Don Diego Solar cuentan con sentencia de primera instancia favorable, mientras que Ventika I y Ventika II cuentan con suspensión definitiva.

- El 9 de marzo de 2021, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Dicha reforma modifica el orden del despacho de energía en las centrales eléctricas que opera el CENACE para dar prioridad a las centrales de CFE. Asimismo, establece que la entrega de CEL's no dependerá de la fecha de entrada en operación de las centrales eléctricas y elimina la obligación de CFE Suministro Básico de comprar energía por medio de subastas. De igual forma, establece que el otorgamiento de los permisos a que se refiere la LIE deben sujetarse a los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional emitidos por SENER, así como limitar los supuestos en los que se puede solicitar y obtener el derecho de interconexión a las redes de transmisión y distribución. Finalmente, en los transitorios de la misma, se indica que serán revocados los permisos de autoabastecimiento que hayan sido aprobados en fraude a la ley, entre otras disposiciones. Actualmente esta reforma se encuentra suspendida con efectos generales por amparos presentados por distintos permisionarios.
- El 30 de septiembre de 2021, el Presidente de la República envió a la Cámara de Diputados la Iniciativa de Reforma Constitucional en materia de electricidad en la que se propone que el Estado Mexicano recupere el control de toda la industria eléctrica a través de CFE. CFE se transformaría en un organismo del Estado (actualmente es una Empresa Productiva del Estado); llevaría a cabo el abastecimiento (suministro) de energía eléctrica de manera exclusiva y los generadores privados sólo podrán vender su energía a CFE. Asimismo, la iniciativa establece que CFE generaría por lo menos el 54% del consumo eléctrico nacional y el 46% restante podrá ser realizada por empresas privadas sujetas a la planeación y control de CFE. La iniciativa de reforma cancelaría todos los permisos de generación eléctrica y los contratos de electricidad vigentes, así como las solicitudes de permisos pendientes de resolución. Asimismo, ordena que no será reconocida ni adquirida por CFE la generación de proyectos legados, ni la generación excedente de los Productores Independientes de Energía. Indica que no se otorgarán concesiones sobre el litio y demás minerales estratégicos necesarios, pero se respetarán las concesiones otorgadas. Finalmente, plantea desaparecer la CRE y CNH para restituir sus funciones al Estado a través de la SENER. Esta iniciativa se encuentra en espera de ser discutida en el Congreso de la Unión.
- El 31 de diciembre de 2021 se publicó el Acuerdo de interpretación del concepto de necesidades propias, mismo que elimina la figura de generación local consistente en la compraventa de energía eléctrica en un mismo sitio, sin necesidad de transmitir la energía por la SEN. Asimismo, elimina la posibilidad de que pueda ser inyectada al SEN la energía excedente generada en abasto aislado.
- El 31 de diciembre de 2021 se publicó el Código de Red 2.0 cuyos principales cambios son la modificación en el orden de prioridad en la reducción de la energía generada en situaciones de emergencia por confiabilidad; establece nuevos requerimientos para la interconexión de centrales eléctricas o de centrales eléctricas que realicen modificaciones técnicas y establece nuevos requisitos a ser cumplidos por centros de carga en alta tensión y, especialmente, en media tensión. Pima, Rumorosa y Tepezala cuentan con suspensión contra el nuevo Código de Red.
- El 30 de marzo de 2022 fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación eléctrica, con dicha regulación se aumentan los requisitos para solicitar permiso de generación eléctrica.

Tanto la Compañía como otras compañías del sector, han iniciado juicios de amparo contra los cambios regulatorios y legales en materia de electricidad promovidos por el gobierno federal durante los últimos años. A la fecha, se han logrado suspensiones definitivas y sentencias de primera instancia que impiden la aplicación de las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica, la resolución número RES/893/2020, mediante la cual modifica las tarifas de los servicios de transmisión de energía eléctrica, a precios de 2018, aplicadas por CFE Intermediación de Contratos Legados, así como contra las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación eléctrica o suministro eléctrico* contenidas en la RES/1094/2020 y recientemente se inició un juicio de amparo contra el nuevo Código de Red publicado el 31 de diciembre de 2021 del cual se obtuvo suspensión definitiva.

Las suspensiones y sentencia de primera instancia aludidas, conservarán su vigencia hasta que los jueces y tribunales competentes resuelvan de fondo los correspondientes juicios de amparo. Esta condición se actualizará cuando suceda alguno de los supuestos siguientes: (i) se dicte sentencia firme en las demandas de amparo promovidas por las filiales de IEnova, (ii) se resuelvan las demandas de amparo promovidas por organizaciones no gubernamentales tales como Greenpeace y Defensa Colectiva, entre otros. En el caso (i) el juez o tribunal debe resolver sobre el amparo a menos que la autoridad responsable deje sin efectos el acto que fue reclamado en juicio. Así aconteció con la *Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional*, emitida por la SENER, misma que fue declarada inconstitucional por la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación y por diversos juzgados, obligando a la SENER a dejar sin efectos dicha política.

Adicionalmente, en relación con estos temas, las compañías extranjeras cuyos capitales sean de nacionalidades con las que México ha celebrado tratados de libre comercio, pueden acogerse a procedimientos de solución de controversias incluidos en el TLCAN, TMEC, TLCUEN, entre otros.

Finalmente, es de destacarse que actualmente se discute en el Congreso de la Unión una propuesta de reforma constitucional en materia de energía y más ampliamente en electricidad, la cual requiere de una mayoría calificada en ambas cámaras para ser aprobada, mayoría que ningún partido tiene en este momento, por lo que para su aprobación se requiere del consenso de todas las fuerzas políticas.

Cabe destacar que diversos generadores eléctricos ya han obtenido sentencias definitivas que anulan algunas de las nuevas normas, específicamente han sido declaradas definitivamente inválidas por Jueces de Distrito o Tribunales Colegiados: el Acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red eléctrica nacional, debido al reconocimiento de la enfermedad epidémica del virus SARS-CoV2 (COVID-19), la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional y la resolución número RES/893/2020, mediante la cual modifica las tarifas de los servicios de transmisión de energía eléctrica, a precios de 2018, aplicadas por CFE Intermediación de Contratos Legados. Esta última ha sido declarada inválida por sentencia firme, sólo para aquellos que lo han solicitado mediante el juicio correspondiente.

Finalmente cabe señalar que la Suprema Corte de Justicia de la Nación invalidó la mayoría de los aspectos de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional controvertidos por la COFECE. En sus sentencia respecto de la controversia constitucional, la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió invalidar la mayoría de las disposiciones establecidas en la Política que fueron impugnadas por parte de COFECE, excepto por las disposiciones de la Política que versan sobre lo siguiente: (i) la determinación, con el objeto de asegurar la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico, de fortalecer la planeación estratégica de la CFE, así como la determinación de que CFE Transmisión y la CFE Distribución elaboren propuestas de programas de planeación para la modernización y ampliación del sistema eléctrico; (ii) la imposición de nuevos servicios conexos para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico; y (iii) la determinación de que en los cálculos del Mercado de Balance de Potencia se considere la Potencia entregada por dichas centrales como una disminución de los requisitos anuales de Potencia de todas las Entidades Responsables de Carga, proporcionalmente, aunque la Política ya fue derogada por la propia SENER, sus principios rectores son similares a las reformas a la LIE y a la iniciativa de Reforma Constitucional.

Por otro lado, en diciembre de 2015 se publicó la LTE. Esta ley, la cual abroga un estatuto anterior de energía limpia, tiene la finalidad de regular el uso de energía sustentable y las obligaciones acerca de la energía limpia y la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera en la industria eléctrica. Como consecuencia de esta ley, el gobierno mexicano deberá implementar estrategias y programas para lograr metas específicas relacionadas con la energía limpia. Actualmente, estas metas consisten en generar por lo menos el 25% de la electricidad en México de fuentes limpias para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024. Las metas nacionales que se establecen en la Ley de Transición Energética se lograrán por medio de varios mecanismos, incluyendo acuerdos voluntarios entre empresas mexicanas y la SENER, otorgamientos de certificación voluntaria, y la obligación mencionada anteriormente de usar energía limpia y adquirir certificados de energía limpia.

Por lo anterior, ciertas obligaciones de uso de energía limpia (para la reducción de emisiones a la atmósfera) aplican a diversos participantes en el mercado eléctrico. Estos participantes incluyen a los Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Usuarios Finales que se suministren en abasto aislado, y los titulares de contratos de interconexión legados que incluyan

centros de carga, cuando suministren a centros de carga a partir de fuentes fósiles. Estas obligaciones serán acreditadas con certificados de energía limpia y se requirieran a partir de 2018 en la proporción del consumo de energía real que la SENER determine cada año, la cual es de 5% para 2018, 5.8% para 2019, 7.4% para 2020, 10.9% para 2021 y 13.9% para 2022.

Al respecto, SENER publicó un acuerdo por el que se modificaron los lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de CELs y los requisitos para su adquisición en octubre 2019 y reformado en diciembre del mismo año. Los generadores de energía eléctrica tendrán derecho de recibir un CEL por MWh generado en plantas de energía limpia (como plantas eólicas y solares, proyectos de energía geotérmica y plantas generadoras de cogeneración eficiente).

Las modificaciones otorgan CELs a las centrales eléctricas legadas propiedad de CFE que generan energía eléctrica a partir de fuentes limpias, lo que podría reducir el valor de estos instrumentos financieros. Adicionalmente el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica publicado el 9 de marzo de 2021 establece que los CEL's se entregarán a las centrales de generación sin importar su fecha de entrada en operación. Sin embargo, tales modificaciones no impactan a los proyectos que tiene actualmente la Compañía debido a que el precio de los CELs acreditados por Rumorosa Solar, Tepezalá Solar y Pima Solar están pactados en sus contratos. Asimismo, esta modificación está siendo impugnada por diversos generadores privados mediante juicios de amparo.

Desde 2019, Rumorosa Solar, Pima Solar y Tepezalá Solar han tenido la posibilidad de acreditar Certificados de Energía Limpia (CELs) por la energía limpia generada. Durante 2019 Rumorosa Solar, Tepezalá Solar y Pima Solar fueron inscritos en el portal de la CRE S-CEL para la acreditación de los CELs generados. Estos CELs son negociables, bajo acuerdos de cobertura de largo plazo de electricidad o por medio del mercado eléctrico

Como plantas interconectadas a la red controlada por el Operador de Sistema Independiente de California, la planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali y las centrales eléctricas Energía Sierra Juárez y ESJ Expansión, están sujetas a las normas de confiabilidad eléctrica promulgadas por la North American Electricity Reliability Corporation (Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana) y el Western Electricity Coordinating Council (Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste) en virtud de la Sección 215 de la Federal Power Act (Ley Federal de Energía de los E.U.A.).

Las disposiciones de servicios eléctricos de los Estados Unidos aplican a la venta de electricidad de la planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali y las centrales eléctricas Energía Sierra Juárez y ESJ Expansión hacia los Estados Unidos. Una empresa involucrada en la venta al mayoreo de electricidad para su reventa en el comercio interestatal está sujeta a reglamentación bajo la Ley Federal de Energía de los Estados Unidos por la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos o FERC por sus siglas en inglés. Las disposiciones de la FERC bajo la Ley Federal de Energía de los E.U.A. incluyen disposiciones para establecer las tarifas, términos y condiciones bajo los cuales los generadores de electricidad pueden vender electricidad al mayoreo, así como otras disposiciones actuales acerca de los requerimientos para presentar informes trimestrales electrónicos, informes periódicos de energía del mercado, y en el caso de que un emisor o afiliado adquiera la propiedad o el control de activos energéticos adicionales, notificar a la FERC de estas adquisiciones, y cumplir con los requerimientos aplicables de la FERC, incluyendo lo correspondiente a emisiones de valores, transferencias de instalaciones bajo la jurisdicción de la FERC, normas de confiabilidad, comportamiento en el mercado, y requerimientos de manipulación y contabilidad.

La planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali y las centrales eléctricas Energía Sierra Juárez y ESJ Expansión están sujetas a la U.S. Public Utility Holding Company Act (Ley de Empresas Controladoras de Servicios Públicos de los Estados Unidos) de 2005, o PUHCA. De acuerdo con la PUHCA una “empresa controladora” es cualquier empresa, fideicomiso, o grupo organizado de personas que es propietaria o controla directa o indirectamente 10% o más de los derechos de voto en circulación en una “empresa de servicios públicos” o que sea una “empresa controladora” de una empresa de servicios públicos. A menos que califique para una exención u obtenga una dispensa de la FERC, una empresa controladora está sujeta a ciertos reglamentos que le otorgan a la FERC el acceso a libros y registros relacionados con las transacciones con servicios públicos afiliados o “empresas de gas natural”, como se definen en la PUHCA, y la reglamentación de la FERC de ciertas transacciones de afiliados y cierta divulgación, contabilidad y asuntos de asignación de costos. En algunos casos las comisiones regulatorias estatales también tienen acceso a libros y registros de empresas controladoras o empresas de servicios públicos que no están exentas de la PUHCA. Los reglamentos de la PUHCA exentan a empresas que son empresas controladoras sólo por virtud de su propiedad directa

o indirecta de (1) “instalaciones que califican” bajo la Ley de Políticas Regulatorias de Servicios Públicos de 1978, (2) exentan a Generadores Mayoristas Exentos (como se definen en la PUHCA) o EWGs, o (3) “empresas de servicios públicos extranjeras” como se definen en la PUHCA. Además, los reglamentos de la FERC establecen que un EWG está exento de los reglamentos de la FERC bajo la PUHCA, con excepción de los procedimientos para obtener la calidad de EWG. Para ser un EWG una empresa proyecto debe estar dedicada exclusivamente a ser propietaria u operar, o tanto ser propietaria como operar, una “instalación elegible” y vender electricidad al mayoreo. Una “instalación elegible” es una planta generadora que se usa exclusivamente para la venta de electricidad al mayoreo.

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Además de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece las atribuciones de la CRE, así como su estructura y organización interna. La CRE es un órgano del gobierno mexicano que tiene autonomía técnica, operativa y de gestión, y es el principal órgano responsable de otorgar permisos en materia energética para las actividades de *midstream* y *downstream* (refinación, logística y comercialización) a los participantes en los sectores de gas natural, GNL, Gas LP, productos petrolíferos y petroquímicos en México. Además, la CRE es responsable de otorgar permisos a generadores y suministradores de electricidad y autorizaciones para importar y exportar energía eléctrica, de llevar el registro de usuarios calificados, certificados de energías limpias y de supervisar, vigilar e inspeccionar las actividades de dichos generadores, suministradores y usuarios. La CRE es la principal autoridad supervisora de la Compañía.

De conformidad con la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CRE tiene amplias facultades y autoridad para regular las actividades de almacenamiento, regasificación, transporte, distribución, procesamiento, licuefacción, compresión, descompresión, comercialización, importación y exportación de gas natural, GNL, Gas LP, productos petrolíferos y etano, generación, suministro, importación y exportación de energía eléctrica, así como la aprobación y emisión de los TCPS que gobiernan dichos servicios proporcionados por los sectores público y privado y la emisión de lineamientos para calcular las tarifas aplicables a dichos servicios. También tiene autoridad para supervisar las operaciones del mercado eléctrico mayorista y de emitir reglamentos y disposiciones para fomentar la generación y el uso de energías limpias.

Ley General de Responsabilidades Administrativas

El 18 de julio de 2016 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el marco legal que crea el Sistema Nacional Anticorrupción. Este nuevo marco legal implementa la reforma constitucional en materia anticorrupción de 2015 y se compone de varias leyes secundarias, incluyendo la Ley General de Responsabilidades Administrativas. Aunque fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2016, la Ley General de Responsabilidades Administrativas entró en vigor el 19 de julio de 2017.

Por cuanto hace a las personas morales, la ley mencionada anteriormente regula aquellas faltas administrativas graves que pueden ser cometidas por personas físicas que actúen en su nombre o representación y pretendan obtener mediante tales conductas beneficios para dicha persona moral. En ese tenor, esta Ley contempla como mecanismo de prevención de dichas conductas relacionadas con hecho de corrupción, que las personas morales cuenten con una política de integridad conformada por diferentes elementos, tales como los siguientes:

- (i) Un manual de organización y procedimientos, en el que se delimiten las funciones y responsabilidades de cada una de sus áreas, y que especifique claramente las distintas cadenas de mando y de liderazgo en toda la estructura.
- (ii) Un código de conducta debidamente publicado y socializado entre todos los miembros de la organización.
- (iii) Sistemas adecuados y eficaces de control, vigilancia y auditoría.
- (iv) Sistemas adecuados de denuncia y procesos disciplinarios.
- (v) Sistemas y procesos adecuados de entrenamiento y capacitación.
- (vi) Políticas de recursos humanos tendientes a evitar la incorporación de personas que puedan generar un riesgo a la integridad de la corporación.
- (vii) Mecanismos que aseguren en todo momento la transparencia y publicidad de sus intereses.

Además, la Ley General de Responsabilidades Administrativas establece las disposiciones y lineamientos correspondientes para investigar y sancionar a las personas morales por la comisión de faltas administrativas relacionadas con participación indebida en procedimientos administrativos, tráfico de influencias, soborno, malversación de fondos públicos, contratación indebida de ex Servidores Públicos, colusión en licitaciones públicas (incluyendo los procedimientos llamados por entidades extranjeras), el uso de información falsa al solicitar un permiso administrativo, autorización, o concesión, entre otros.

En virtud de lo anterior, la Compañía está sujeta a la Ley General de Responsabilidades Administrativas por cualquier actividad que requiera el otorgamiento de un permiso o concesión, procesos públicos de procura, y/o cualquier otro procedimiento administrativo efectuado ante una entidad gubernamental.

La Ley General de Responsabilidades Administrativas establece los procedimientos administrativos para la investigación de responsabilidades administrativas. De conformidad con dicha ley, la Secretaría de la Función Pública del Gobierno Federal y las Secretarías de los Gobiernos Estatales están a cargo de investigar, substanciar y calificar las faltas administrativas no graves, mientras que la Auditoría Superior de la Federación y las oficinas de auditoría estatales son responsables de investigar y substanciar los procedimientos administrativos de las faltas consideradas como graves.

Las faltas administrativas cometidas por particulares están sujetos a la competencia del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, que ahora tiene una sala especializada a cargo de juzgar acciones severas de corrupción, y tiene la facultad de imponer las correspondientes sanciones requeridas.

En cuanto al grado de las sanciones que pueden aplicarse a una empresa privada por la comisión de faltas administrativas relacionadas con hechos de corrupción, la Ley General de Responsabilidades Administrativas indica lo siguiente: (i) multas hasta de dos veces la cantidad obtenida por la empresa por cualquier acción ilegal o de 1,000 hasta 1,500,000 la unidad de medida y actualización; (ii) inhabilitación para participar en cualquier procedimiento público de procura por lo menos durante 3 meses y hasta 10 años; (iii) la suspensión de todas las actividades comerciales de la empresa privada por lo menos durante 3 meses y hasta 3 años; (iv) dilución de la Compañía y (v) compensación por los daños causados a la tesorería pública federal, y/o a entidades federales, estatales o municipales.

Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares

La Compañía está sujeta, y en particular el sistema de distribución ECOGAS está sujeto a las estipulaciones de la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, la cual entró en vigor en México el 6 de julio de 2010. La Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares aplica a las personas o sociedades privadas que procesan datos personales de los ciudadanos mexicanos.

De conformidad con la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, el procesamiento y la transferencia de datos personales requiere el consentimiento del propietario de los datos antes de tal procesamiento o transferencia. El consentimiento se puede obtener por medio de un documento conocido en dicha ley como “Aviso de Privacidad”, el cual le informa al propietario de los datos acerca de los datos que se están recopilando, el propósito del uso de los datos personales, cualquier transferencia que se pretende, y los derechos del propietario de acceso, rectificación, y cancelación o de oponerse al procesamiento de los datos personales. Un propietario de datos otorga su consentimiento del uso de los datos personales si no se opone al Aviso de Privacidad. Este Aviso puede entregarse por medio de medios impresos, digitales, visuales, electrónicos o sonoros, o en cualquier otro formato. De conformidad con la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, los propietarios de datos tienen el derecho de revocar su consentimiento en cualquier momento. La Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares proporciona ciertos requisitos para la transferencia de datos personales a terceros y ciertas excepciones de dichos requerimientos en los cuales se permite la transferencia de información.

Ley de Puertos y Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas

Como tenedora de un permiso o una concesión para el uso y ocupación de una zona federal marítima para la construcción y operación de la Terminal de GNL, incluyendo un dique seco y la infraestructura marina auxiliar, así como el desarrollo y

construcción de nuevas terminales de petrolíferos en los puertos de Veracruz y Topolobampo, así como en Ensenada, Baja California y en Manzanillo, Colima, la Compañía está sujeta a la Ley de Puertos y a sus Reglamentos y a la jurisdicción del Gobierno Federal por medio de la SCT, así como la Administración del Sistema Portuario Nacional de Veracruz y la Administración del Sistema Portuario Nacional de Topolobampo, para las respectivas instalaciones.

De conformidad con la Ley de Puertos, la construcción y operación de infraestructura marina en el lecho marino, así como las actividades de dragado requieren autorizaciones específicas de la SCT. De igual manera, el uso de zonas marítimas federales requiere autorizaciones especiales conocidas como concesiones y permisos, las cuales son exclusivas para empresas mexicanas. Sin embargo, el 7 de diciembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la Federación una reforma a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y de la Ley de Puertos, la cual establece que, a partir del 5 de junio de 2021, la SEMAR será la autoridad responsable de otorgar dichas concesiones y permisos. Además, los vertimientos en zonas marinas mexicanas requieren la autorización de la SEMAR.

Las concesiones y permisos pueden otorgarse hasta por 50 años, sujetas a las características y a la inversión del proyecto en cuestión, y están sujetas a renovación por un período de tiempo igual al otorgado originalmente. Una concesión o permiso puede darse por terminado por la SCT y cuando sea aplicable la SEMAR; debido a ciertas razones que se establecen en la Ley de Puertos, incluyendo (1) conclusión del objetivo para el cual se otorgó, (2) quiebra o liquidación del permisionario, y (3) amortización. Además, las concesiones y permisos de la Compañía pueden ser revocados bajo ciertas circunstancias, incluyendo si la Compañía no cumple con sus obligaciones bajo las concesiones y permisos, o si experimenta una interrupción parcial o total de la operación del sistema o instalación sin causa justificada.

Por su parte, la Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas (“Ley de Vertimientos”) fue originalmente publicada el 17 de enero de 2014, teniendo por objeto el control y la prevención de la contaminación o alteración del mar por vertimientos en las zonas marinas mexicanas, a través de instrumentos como el permiso de Vertimientos. El 13 de abril de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas, con el cual se busca compatibilizar la legislación nacional con los convenios internacionales suscritos y promulgados por el Estado Mexicano, de tal forma que se delimitó el concepto de vertimiento en las zonas marinas mexicanas.

La importancia de esta reforma de Ley es que la construcción e instalación de infraestructura marina, tales como como monoboyas, muelles, duques de alba, y demás construcciones en el mar que cumplen con un objetivo operativo, así como los materiales de los que se componen (concreto, acero, hormigón, entre otros) no requerirán la obtención del permiso de vertimientos conforme lo dispone la Ley. En este sentido, solo se requerirá de un permiso de vertimientos, para verter material de dragado proveniente de la instalación de infraestructura marina.

Asimismo, el Decreto otorga a la ASEA, la competencia para establecer de manera conjunta con la SEMAR, los mecanismos específicos de coordinación para el ejercicio de sus respectivas atribuciones de regulación y supervisión.

Ley Reglamentaria del Servicio Ferroviario

Las instalaciones férreas dedicadas a la recepción y/o entrega de petrolíferos en terminales de almacenamiento de la Compañía están sujetas a la obtención de permisos para la construcción de vías férreas e instalaciones. Asimismo, las actividades de carga y/o descarga de petrolíferos de carrotanques están sujetos a la obtención de permisos por la prestación de servicios auxiliares de transbordo y transvases de líquidos, en términos de lo dispuesto en la citada ley.

La Ley Reglamentaria del Servicio Ferroviario, así como el Reglamento del Servicio Ferroviario, establecen las condiciones para la aprobación y obtención de permisos y concesiones necesarias para la construcción y operación de dichas instalaciones, así como para la prestación de servicios auxiliares relacionados con la red ferroviaria. Dichos permisos y concesiones son otorgados por la SCT, y regulados por la ARTF.

Modificaciones Constitucionales relacionadas a Acciones Colectivas

El 29 de julio de 2010, se modificó el Artículo 17 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos a fin de permitir la presentación de demandas de grupo (Acciones Colectivas) en los juzgados federales relacionadas con asuntos de las leyes de protección a los consumidores y la legislación en materia ambiental, entre otras. Posteriormente, el 30 de agosto de 2011, se modificó el Código Federal de Procedimientos Civiles, la Ley Federal de Protección al Consumidor y la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente para incorporar las Acciones Colectivas. Estas modificaciones entraron en vigor el 1 de marzo de 2012, aunque a la fecha de la presentación de este Reporte, a conocimiento de la Compañía, se han presentado pocas demandas de Acciones Colectivas ante los juzgados federales en relación con asuntos ambientales y en materia de responsabilidad ambiental.

Ley Federal de Responsabilidad Ambiental

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, promulgada el 7 de julio de 2013, regula la responsabilidad ambiental derivada de que ocurra un evento considerado como daño al ambiente, incluyendo la remediación y la compensación ambiental. En el caso de una acción u omisión intencional e ilegal, la parte responsable será multada hasta por aproximadamente \$103.7 millones de pesos para el año 2022, independientemente de las acciones de reparación o compensación del daño que se establezcan. El régimen de responsabilidad ambiental es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil y penal.

La responsabilidad ambiental puede atribuirse a cualquier empresa por la conducta de sus representantes, gerentes, directores, empleados o funcionarios que tengan dominio funcional en las actividades de la empresa. La prescripción para demandar por responsabilidad ambiental es de doce años a partir del daño ambiental. La ley permite a las partes interesadas resolver controversias por medio de mecanismos alternativos establecidos para dicho fin, siempre y cuando no se afecte el interés público o los derechos de terceros.

Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable

El 13 de abril de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas fracciones del artículo 7 de la LGDFS, siendo relevante la redefinición de diversos conceptos, entre ellos, la definición de “cambio de uso de suelo en terreno forestal” (“CUSTF”) como la remoción total o parcial de la vegetación forestal de los terrenos forestales arbolados o de otros terrenos forestales para destinarlos o inducirlos a actividades no forestales. Con esta modificación, se eliminó la posibilidad de que un “terreno forestal” que se encuentre inmerso en un Centro de Población sea exceptuado de contar con la autorización de CUSTF, tal como se había contemplado en la reforma de esta ley del 5 de junio de 2018.

El 16 de abril de 2021 se publicó en el Diario Oficial de la Federación una nueva Reforma a la LGDFS. En dicha Reforma se modificó el artículo 93 párrafo cuarto para incorporar la obligación de establecer durante el proceso de autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales medidas de Consulta Previa, Libre, Informada y Culturalmente adecuada (“CPLI”).

Esta última Reforma a la LGDFS modifica también el artículo 97 para establecer que *no se podrá otorgar autorización de cambio de uso del suelo en terrenos forestales donde la pérdida de cubierta forestal fue ocasionada por incendio, tala o desmonte sin que hayan pasado 20 años y que se acredite a la Secretaría que la vegetación forestal afectada se ha regenerado, mediante los mecanismos que, para tal efecto, se establezcan en el Reglamento de esta Ley.*

De esta forma, durante el desarrollo de nuevos proyectos, la ocurrencia de incendios se vuelve un tema de alta relevancia, particularmente en sitios que sustentan vegetación forestal y que en consecuencia son sujetos de obtener la autorización en materia

de cambio de uso de suelo en terrenos forestales, situación que se convierte en un tema crítico en el proceso de obtención de permisos, dado que la legislación no distingue sobre el origen, tipo y superficie del incendio ni sobre las condiciones de los ecosistemas afectados una vez que se ha extinguido.

Asimismo, el 9 de diciembre de 2020, se publicó el nuevo Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, en el Diario Oficial de la Federación, el cual abrogó el publicado el 21 de febrero de 2005. El reglamento establece las disposiciones comunes de los procedimientos en materia forestal, por ejemplo, determina los documentos para acreditar los derechos de propiedad y/o posesión sobre los predios para lo que se solicite la autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales, la posibilidad de modificar las autorizaciones, entre otras cuestiones relevantes.

Ley General de Cambio Climático

La Compañía se encuentra sujeta a la regulación aplicable en materia de cambio climático, primordialmente a través de la Ley General del Cambio Climático y su Reglamento, su aplicación depende del desempeño de las operaciones en cada activo, principalmente de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero generadas anualmente, lo que puede implicar la atención a las obligaciones establecidas en el Sistema de Comercio de Emisiones y/o obligaciones de reporte, por considerarse como establecimientos sujeto a reporte dependiendo del nivel de emisiones generadas anualmente.

Al respecto, México ha emitido mecanismos legales que sustentan la Estrategia Nacional de Cambio Climático, tales como la Política Nacional de Cambio Climático, la Ley General del Cambio Climático y su Reglamento. Estos instrumentos contemplan diversos elementos que podrían incidir en las operaciones de la Compañía, tales como la implementación de proyectos o actividades que tengan como resultado la mitigación, reducción o absorción de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero. La planeación y ejecución de dicho marco jurídico y estrategia nacional se encuentra en proceso de implementación y evaluación constante, por lo que no es posible predecir el impacto que tendrían, en su caso, las medidas legales y regulatorias al cambio climático que sean introducidas en el ámbito internacional y nacional. Bajo el contexto internacional en materia de cambio climático y de acuerdos multilaterales en la materia se espera que la regulación relacionada a emisiones de gases de efecto invernadero sea más estricta para todos los sectores industriales y de servicios con altas emisiones.

La Política Nacional de Cambio Climático es un instrumento de política pública que se sustenta en los siguientes principios rectores: sustentabilidad en el aprovechamiento o uso de los ecosistemas y recursos naturales; corresponsabilidad entre el Estado y la sociedad; precaución ante la incertidumbre; prevención de los daños al medio ambiente y preservación del equilibrio ecológico; adopción de patrones de producción y consumo sustentables; integralidad y transversalidad al adoptar un enfoque de coordinación y cooperación entre órdenes de gobierno, así como con los sectores social, público y privado; participación ciudadana efectiva; responsabilidad ambiental; transparencia, acceso a la información y a la justicia; y, compromiso con la economía y el desarrollo económico sin vulnerar la competitividad frente a los mercados internacionales.

La Ley General del Cambio Climático tiene como objetivo regular, fomentar y posibilitar la instrumentación de la Política Nacional de Cambio Climático e incorpora acciones de adaptación y mitigación con un enfoque de largo plazo, sistemático, descentralizado, participativo e integral. Para lograr la coordinación efectiva de los distintos órdenes de gobierno y la concertación entre los sectores público, privado y social, la Ley General del Cambio Climático prevé la integración del Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC). Este sistema debe propiciar sinergias para enfrentar de manera conjunta la vulnerabilidad y los riesgos del país ante el fenómeno y establecer las acciones prioritarias de mitigación y adaptación.

Aunado al marco institucional, la Ley General de Cambio Climático prevé una serie de instrumentos financieros, regulatorios, técnicos, de planeación, de evaluación y de vigilancia de la política pública de cambio climático, tales como la Estrategia Nacional de Cambio Climático, los Programas Estatales de Cambio Climático, el Inventario de Emisiones de GEI, el Registro Nacional de Emisiones, el Sistema de Información sobre Cambio Climático, el Fondo para el Cambio Climático, los instrumentos económicos, las normas oficiales mexicanas, disposiciones administrativas para la prevención y control de emisiones (metano, particularmente) y los atlas nacionales, estatales y municipales de riesgo.

Permisos

Permisos de actividades de hidrocarburos

Los permisos para las actividades de hidrocarburos establecen los términos y condiciones generales para regular las actividades que son materia de estos permisos. La CRE ha aprobado y lleva un registro de los TCPS de cada permiso. Los TCPS son modificados de tiempo en tiempo por la Compañía, conforme a lo requerido para cumplir con lo establecido en las disposiciones legales y cualquier nueva regulación administrativa emitida por la CRE. Por lo tanto, ciertas disposiciones de los TCPS de cada permiso pueden variar, si los TCPS se modifican de vez en cuando, sujeto a la aprobación previa de la CRE.

Permisos de distribución de gas natural

Los permisos de distribución con los que cuenta la Compañía son para suministrar el producto dentro de una zona geográfica determinada por la CRE, con la opinión de las autoridades locales que tienen jurisdicción sobre asuntos de desarrollo urbano. Los permisos de distribución se otorgan comúnmente por 30 años y pueden extenderse por un sólo período adicional de 15 años. Sin embargo, el permisionario puede solicitar un nuevo permiso, con por lo menos dos años de anticipación a la fecha de vencimiento del mismo.

En enero de 2018, la CRE aprobó un acuerdo por el que se determinó a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural. Con la entrada en vigor de dicho acuerdo, se abrogó la Directiva de Determinación de Zonas Geográficas, la cual solicitaba determinar una zona geográfica en particular previo al otorgamiento de un permiso de distribución.

Actualmente, la Compañía opera tres sistemas de distribución de gas natural en las zonas de Mexicali, Chihuahua y La Laguna-Durango, y la Compañía tiene permisos de distribución para estas zonas geográficas. El sistema de distribución ECOGAS tiene permisos de distribución individuales para cada una de estas tres zonas de distribución, lo que le permite efectuar servicios de distribución de gas natural en esas localidades. Cada uno de estos permisos tiene una vigencia de 30 años, y sus fechas de vencimiento van de 2026 a 2029. Estos permisos determinan que la asignación de servicios de distribución debe otorgarse de manera eficiente y de acuerdo con los principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad. Además, la asignación de la capacidad del servicio de distribución debe llevarse a cabo de manera no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto. La operación y el mantenimiento de los sistemas de distribución debe ser efectuada por un operador autorizado que tenga la suficiente experiencia técnica y administrativa para asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones aplicables. Estos permisos sólo pueden ser cedidos si el sistema de distribución aplicable se transfiere al cesionario conjuntamente con el permiso.

Permisos de transporte de gas natural, Gas LP y petroquímicos (etano)

Las empresas de transporte no están obligadas a proporcionar servicios de transporte en alguna zona geográfica predeterminada. Los permisos de transporte se refieren a una capacidad determinada y a una ruta específica dentro del territorio mexicano. Los permisos de transporte son otorgados por la CRE de manera no exclusiva.

Cada uno de los sistemas de transporte de la Compañía tiene un permiso de transporte individual emitido por la CRE, permitiéndole efectuar sus operaciones de transporte. Cada uno de estos permisos tiene una vigencia de 30 años, y sus fechas de vencimiento van de 2028 a 2047.

Dichos permisos establecen que la asignación de la capacidad de los gasoductos debe llevarse a cabo de manera no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto, a través de temporadas abiertas cuando se trate de asignaciones de forma permanente. Además, estos permisos establecen que la operación y el mantenimiento del sistema de transporte deben ser efectuados por un operador autorizado con la experiencia técnica y administrativa necesaria para asegurar el cumplimiento de todos los reglamentos aplicables. Cualquier modificación de estos permisos requiere la aprobación previa de la CRE, y la cesión de algunos de ellos está sujeta a que el sistema de transporte correspondiente sea transferido conjuntamente con el permiso.

Un permiso de sistema de transporte puede ser revocado en el caso de (1) interrupción del servicio de transporte sin causa justificada o autorización de la CRE, (2) llevarse a cabo prácticas discriminatorias indebidas (3) se cobren tarifas superiores a las autorizadas por la CRE o de conformidad con la regulación de tarifas, (4) llevarse a cabo la cesión, modificación o transferencia del permiso en violación de lo previsto en el permiso, (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso, o (6) no otorgue o no mantenga en vigor las garantías o los seguros correspondientes, conforme a la normatividad aplicable, (7) no cumpla con las normas oficiales mexicanas, (8) no acate las resoluciones que emita la COFECE, (9) no acate las resoluciones que emita la ASEA, o (10) realice la actividad de transporte con productos que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente.

Permiso de comercialización de gas natural

En diciembre de 2015, la CRE otorgó a IEnova Marketing un permiso de comercialización de gas natural, el cual tiene una vigencia de 30 años y vence en 2045. El permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) incumpla sin causa justificada y autorización de la CRE con el objeto, obligaciones o condiciones del permiso, (2) realice prácticas indebidamente discriminatorias en perjuicio de los usuarios o usuarios finales, (3) no respete la regulación en materia de tarifas y contabilidad regulatoria, (4) ceda o grave el permiso o los derechos en ellos conferidos, sin la autorización de la CRE, (5) no cumpla con las disposiciones aplicables o las Normas Oficiales Mexicanas, (6) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso, (7) interrumpa por un periodo de al menos 30 días naturales continuos las actividades objeto del permiso, sin causa justificada a juicio de la CRE, (8) no acate las resoluciones que emita la COFECE, (9) no acate las resoluciones que emita la ASEA, (10) incumpla con las disposiciones y obligaciones en materia de participación cruzada; u (11) realice las actividades con un producto que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente.

En octubre de 2019, la CRE aprobó a ECA Licuefacción el permiso de comercialización de Gas Natural Licuado para el desarrollo de las actividades asociadas al proyecto de Licuefacción, mismo que autoriza la comercialización de gas natural licuado y la gestión y contratación de servicios de transporte, almacenamiento y/o distribución. Este permiso tiene una vigencia de 30 años y vence en 2049. El permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) sea sancionada repetidamente por la CRE por no cumplir con los términos y condiciones del permiso, (2) efectúe prácticas indebidamente discriminatorias, (3) perfeccione una cesión o transferencia o modificación del permiso sin la autorización de la CRE, (4) incumpla las reglas de participación cruzada impuestas por la COFECE y la CRE; (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso, (6) no respete la regulación en materia de tarifas y contabilidad regulatoria, (7) no cumpla con las disposiciones aplicables o las Normas Oficiales Mexicanas, (8) interrumpa por un periodo de al menos 30 días naturales continuos las actividades objeto del permiso, sin causa justificada a juicio de la CRE, (9) no acate las resoluciones que emita la COFECE, (10) no acate las resoluciones que emita la ASEA, u (11) realice las actividades con un producto que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente.

Permiso de exportación de gas natural

En 2018, la SENER aprobó el permiso de exportación de gas natural con vigencia de 1 año el cual permite que IEnova Marketing pueda exportar gas natural a Estados Unidos. La obtención de este permiso está sujeta al visto bueno de la Secretaría de Economía y la SHCP; asimismo, la exportación de gas natural no debe representar una afectación a las finanzas públicas del país, ni una amenaza para mantener la continuidad en el suministro de dicho hidrocarburo en el país. El permiso puede ser revocado cuando; (1) se acredite ante la SENER que el permisionario presentó documentos o datos falsos, incurrió en falsedad de declaraciones o participó en actividades ilícitas relacionadas con el objeto del permiso otorgado, mediante resolución judicial firme; (2) se acredite ante la SENER un mal uso del permiso; (3) se transgredan las condiciones establecidas en la legislación aplicable; (4) el exportador transgreda las condiciones establecidas en el permiso; (5) se alteren las condiciones iniciales sobre las cuales se haya concedido el permiso; y (6) la autoridad competente acredite que el exportador no cuenta con la documentación que ampare la legal extracción del país o que los registros de sus operaciones de comercio exterior presenten inconsistencias con lo declarado en su solicitud para la expedición del permiso.

Durante 2019, 2020 y 2021, IEnova Marketing obtuvo prórrogas del permiso de exportación ante SENER la última prórroga con vigencia a partir de febrero de 2021 a febrero de 2022. En diciembre de 2021 IEnova Marketing solicitó un nuevo permiso de exportación de Gas Natural, el trámite sigue pendiente de aprobación por parte de SENER.

Permiso de exportación de GNL

En noviembre de 2020, SENER otorgó a ECA Licuefacción un permiso de exportación de GNL con una vigencia de 20 años para el desarrollo de las actividades asociadas al proyecto de licuefacción.

Permisos de importación de gas natural otorgados por la Agencia Nacional de Aduanas México (ANAM)

En el año 2018, la Administración General de Aduanas (ANAM) otorgó la renovación de las autorizaciones para la introducción y extracción de gas natural del territorio nacional mediante el empleo de ductos, para su importación y exportación. Cada autorización tiene vigencia de 3 años, mismas que se han mantenido con vigencia con base en los contratos celebrados con las empresas de los sistemas de transporte.

Hasta diciembre de 2021, las autorizaciones estaban sujetas a la aprobación por parte del Servicio de Administración Tributaria y la SHCP, función que actualmente se encuentra en ANAM, entre las obligaciones se encuentran; (1) Pago de derechos anual de acuerdo a la Ley Federal de Derechos; (2) Presentar en el primer bimestre del año la información de la mercancía comprada/vendida en el ejercicio fiscal inmediato anterior contra la mercancía cuya entrada/salida se hubiese registrado; (3) Estar al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones fiscales, y (4) Se deben registrar los Agentes Aduanales y transportistas que realizaran estas operaciones, así como realizar el pago de contribuciones de forma mensual .

Las autorizaciones pueden ser revocadas cuando; (1) No se efectúe el pago de derecho anual; (2) No se cumpla con las obligaciones del permiso; (3) Se graven, cedan o transmitan parcial o totalmente los derechos derivados de esta autorización; o (4) Se realicen importaciones a través de un agente aduanal que no esté señalado en el permiso.

Permiso de almacenamiento de gas natural

La Compañía opera sus instalaciones de almacenamiento de gas natural bajo un permiso de almacenamiento de gas natural otorgado por la CRE en agosto de 2003. Este permiso permite a la Compañía proporcionar servicios de almacenamiento y regasificación de GNL hasta 2033 y requiere que la Compañía asigne la capacidad de almacenamiento y regasificación de GNL de manera no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto. Asimismo, el permiso requiere que la operación y el mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento sean efectuados por un operador autorizado con la experiencia técnica y administrativa necesaria para asegurar el cumplimiento de las disposiciones aplicables.

La cesión y transferencia de este permiso sólo se permite si el mismo se transfiere conjuntamente con las instalaciones de almacenamiento de GNL. Cualquier modificación del permiso requiere la aprobación previa de la CRE. El permiso está sujeto a revocación en el caso de (1) interrumpir el servicio de almacenamiento sin causa justificada o sin la autorización de la CRE, (2) llevar a cabo prácticas discriminatorias indebidas o incumplimiento de las tarifas autorizadas por la CRE, (3) cesión, transferencia, o modificación del permiso en violación de sus términos, (4) incumplimiento de las obligaciones establecidas en el permiso, (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso; o (6) no otorgue o no mantenga en vigor las garantías o los seguros correspondientes, conforme a la normatividad aplicable, (7) no cumpla con las normas oficiales mexicanas, (8) no acate las resoluciones que emita la COFECE, (9) no acate las resoluciones que emita la ASEA, o (10) realice la actividad de transporte con productos que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente.

En octubre de 2007, la CRE aprobó la ampliación de la capacidad máxima de entrega a 2,600 mmpcd (27.0 mmthd) y la inclusión de hasta dos tanques de almacenamiento de GNL adicionales. Los TCPS (modificadas a petición de la Compañía y aprobados por la CRE como parte del permiso de almacenamiento de gas natural emitido por la CRE) requieren que se lleve a cabo un proceso de temporada abierta para el caso en que la Compañía desee ampliar la capacidad de la terminal.

En diciembre de 2019, la CRE aprobó la modificación del permiso de ECA, por cambios en sus características técnicas, así como en los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio.

Permiso de licuefacción de gas natural

En diciembre de 2017, la CRE aprobó a ECA Licuefacción el permiso de licuefacción de gas natural, con el fin de licuar gas natural y suministrar GNL a buque-tanques y semirremolques. Este permiso tiene una vigencia de 30 años y vence en 2047. El permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) incumpla sin causa justificada y sin autorización de la CRE con el objeto, obligaciones o condiciones del permiso, (2) efectúe prácticas indebidamente discriminatorias, (3) lleve a cabo la cesión o gravamen del permiso, los derechos en el conferidos, o los bienes utilizados para su ejecución sin la autorización de la CRE, (4) no mantenga en vigor los seguros por daños, conforme a la regulación aplicable que se emita, (5) incumpla por más de un ejercicio fiscal, con el pago de contribuciones y aprovechamientos por los servicios de supervisión del permiso, sin causa justificada a juicio de la comisión, (6) interrumpa por un periodo de al menos treinta días naturales continuos, las actividades objeto del permiso, sin causa justificada a juicio de la comisión, (7) no permita el acceso a sus instalaciones al personal verificador de la CRE, o (8) incumpla con las resoluciones que, en el ámbito de su competencia expida la CRE, la COFECE o la ASEA.

En diciembre de 2018, la CRE aprobó la modificación del permiso de licuefacción de gas natural para dividir el proyecto en dos fases, una primera fase de aproximadamente 3 Mtpa y una segunda fase para llegar hasta 12 Mtpa.

Permiso de almacenamiento de Gas LP

La Compañía opera sus instalaciones de almacenamiento de Gas LP bajo un “permiso de almacenamiento de Gas LP por planta de suministro” otorgado por la CRE en febrero de 2012. Este permiso tiene una vigencia de 30 años, hasta 2042 y permite recibir 42,000 Bbl de Gas LP, almacenar 80,000 Bbl de Gas LP en cuatro tanques de almacenamiento, cada uno con capacidad de 20,000 Bbl, y la entrega de 30,000 Bbl de Gas LP en diez estaciones de carga.

Asimismo, el permiso establece que la asignación de la capacidad debe llevarse a cabo de manera no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto. La cesión y transferencia de este permiso sólo se permite si el permiso es transferido conjuntamente con las instalaciones de almacenamiento de Gas LP. Cualquier modificación del permiso requiere la aprobación previa de la CRE. El permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) interrumpa el servicio de almacenamiento sin causa justificada o sin la autorización de la CRE, (2) realice prácticas discriminatorias indebidas o incumpla con las tarifas autorizadas por la CRE, (3) ceda, transfiera, o traspase el permiso en violación de sus términos, o (4) incumpla con las obligaciones que se establecen en el permiso.

Permisos de Almacenamiento de Petrolíferos y Bioenergéticos

Cada una de las terminales de almacenamiento de la Compañía, ya sean portuarias o terrestres, opera al amparo de un permiso individual de almacenamiento de petrolíferos otorgado por la CRE que le permite a la Compañía participar en las operaciones de almacenamiento de petrolíferos, tales como gasolina regular y premium, diésel, turbosina y en su caso, etanol como bioenergético. Estos permisos tienen una vigencia de 30 años.

En cada permiso autoriza a la Compañía a recibir, almacenar y entregar gasolinas, diésel, turbosina y en su caso, etanol, sobre una base no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto. La recepción de los productos se realizará a través de buque tanques en las terminales portuarias, y a través de carrotanques en las terminales terrestres. El almacenamiento se realizará en tanques de diferentes especificaciones conforme a los productos a almacenar, con una capacidad nominal y una capacidad operativa. La entrega de los productos se realizará a través de carrotanques y/o autotanques. Los permisos incluyen una descripción de instalaciones complementarias, tales como tanques para aditivos o para el filtrado de turbosina.

Además, los permisos exigen que la operación y el mantenimiento de las terminales se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables.

Cualquier modificación de los permisos está sujeta a la autorización previa de la CRE. Estos permisos no pueden cederse en forma independiente de la terminal de almacenamiento correspondiente.

Los permisos de almacenamiento están sujetos a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) interrumpa el servicio de almacenamiento sin causa justificada o sin autorización de la CRE; (2) realice sus actividades con productos de procedencia ilícita; (3) realice prácticas indebidamente discriminatorias o viole las tarifas aprobadas por la CRE; (4) ceda, grave o transfiera el permiso en contravención a lo dispuesto en la Ley; (5) no cumpla con las Normas Oficiales Mexicanas, así como con las condiciones establecidas en el Permiso; (6) haya desmantelado las instalaciones o sistemas, o (7) incumpla, de manera continua, en el pago de derechos por los servicios de supervisión del permiso.

Permisos de generación de energía eléctrica

Permiso de generación de energía eléctrica para la Terminal de GNL

Las actividades de generación de energía eléctrica de la Compañía en la Terminal de GNL se llevaban a cabo bajo un permiso de generación de energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento otorgado por la CRE en febrero de 2005. En 2019 la CRE aprobó la migración del permiso de autoabastecimiento a generación bajo el régimen de la Ley de la Industria Eléctrica. Este permiso permite a la Compañía efectuar actividades de generación de energía eléctrica en la terminal durante un plazo de 30 años y vence en el 2049 para uso propio. Además, el permiso requiere que la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica sean efectuadas por un operador autorizado con la experiencia técnica y administrativa necesaria para asegurar el cumplimiento de las disposiciones aplicables.

La cesión y transferencia de este permiso sólo se permite si el mismo es transferido conjuntamente con las instalaciones de generación de energía eléctrica y previa autorización de la CRE. Dicho permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) sea sancionada repetidamente por la CRE por vender, revender, o transferir de cualquier manera la electricidad generada en violación a las disposiciones del permiso, (2) genere electricidad en violación a las condiciones establecidas en el permiso, (3) ceda, transfiera o modifique el permiso sin la autorización de la CRE, o de alguna otra manera, incumpla con los términos y condiciones del permiso.

En julio de 2017, la CRE aprobó un permiso de generación de energía eléctrica con capacidad de 227.612 MW para el proyecto de licuefacción en Energía Costa Azul. Este permiso tiene una vigencia de 30 años y vence en 2047. El permiso está sujeto a revocación en el caso de que la Compañía (1) sea sancionada repetidamente por la CRE por vender, revender, o transferir de cualquier manera la electricidad generada en violación de las disposiciones del permiso, (2) genere electricidad en violación a las condiciones establecidas en el permiso, (3) ceda, transfiera o modifique el permiso sin la autorización de la CRE, o de alguna otra manera, incumpla con los términos y condiciones del permiso o (4) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso.

Permisos de la Termoeléctrica de Mexicali

I) La planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali tiene permisos bidireccionales de energía eléctrica emitidos por la CRE. Bajo el primero de estos, la Compañía puede producir y exportar hasta 679.7 MW de energía eléctrica a los E.U.A., y la vigencia del permiso concluye en 2031. En junio de 2001 la Compañía también recibió un permiso para importar 12.0 MW de electricidad de los E.U.A. para consumo de la estación generadora, con un plazo indefinido. El permiso de exportación requiere que la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica sean efectuadas por un operador autorizado con la experiencia técnica y administrativa necesaria para asegurar el cumplimiento de las disposiciones aplicables. Asimismo, la planta cuenta con un permiso de transporte de gas natural para usos propios con una capacidad de transporte de 210 MMPCD, la vigencia de este permiso concluye en 2031.

La cesión, transferencia o modificación de cualquiera de estos permisos requiere la aprobación previa de la CRE. Además, con respecto al permiso de exportación, su cesión o transferencia sólo se permite si el permiso es transferido conjuntamente con las instalaciones de generación de energía eléctrica.

Los permisos están sujetos a revocación en caso de que la Compañía: (1) sea sancionados repetidamente por la CRE por vender, revender, o transferir sin permiso la electricidad generada o la capacidad de generación o por importar energía eléctrica en violación de la ley aplicable o de los términos de los permisos obtenidos, (2) ceda, transfiera, o modifique cualquiera de los permisos sin la autorización de la CRE e incumplir con los requerimientos estipulados en el permiso para ese efecto, (3) incumplir de manera grave, repetida o continua con los términos y condiciones previstos en la legislación aplicable, en los permisos obtenidos por la Compañía, las Normas Oficiales Mexicanas o las disposiciones técnicas y operacionales aplicables, o (4) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso.

La planta cuenta con todos los permisos federales y estatales en materia de impacto ambiental y en materia arqueológica para su construcción y operación.

II) Bajo la razón social de Termoeléctrica de Mexicali, actualmente se está desarrollando un proyecto de almacenamiento de electricidad denominado Volta de Mexicali que será desarrollado en las mismas instalaciones de TDM. En septiembre de 2021 fueron solicitadas los permisos correspondientes ante la CRE, las cuales se encuentran en proceso de análisis. Asimismo, se encuentran en elaboración los permisos ambientales aplicables para Volta de Mexicali (MIA, ETJ).

Permisos de Energía Sierra Juárez

El parque eólico Energía Sierra Juárez que se encuentra en el municipio de Tecate, Baja California, está programado para desarrollarse en diferentes etapas durante varios años. La resolución en materia de impacto ambiental de la SEMARNAT emitida en julio de 2010 tiene una vigencia de 20 años para la preparación del sitio y la construcción y de 60 años para la etapa operacional de un parque eólico que tendrá una capacidad máxima de generación de 1,200 MW. Para la primera etapa identificada como “ESJ Jacumé” se obtuvieron también las autorizaciones de cambio de uso de suelo en terrenos forestales, la autorización estatal de impacto ambiental específicamente para la rehabilitación y la construcción de caminos de accesos para el proyecto y el visto bueno de obras del INAH, logrando así la conclusión de la construcción y a su vez el inicio de operación el 30 de abril del 2015.

Energía Sierra Juárez en su primera etapa opera bajo dos permisos en materia de energía eléctrica, otorgados en junio de 2012 por la CRE: (1) un permiso de importación de energía eléctrica que permite la importación de energía eléctrica a México desde los Estados Unidos exclusivamente para cubrir las necesidades de la planta eólica generadora, de una capacidad de 0.16 MW, con una vigencia de hasta 30 años sujeto a la obtención bajo ciertas condiciones de un permiso nuevo una vez concluida su vigencia; y (2) un permiso de exportación de energía eléctrica que permite a la Compañía producir energía eléctrica con una capacidad instalada de 156.0 MW durante un plazo de 30 años, sujeto a la obtención bajo ciertas condiciones de un permiso nuevo una vez concluida su vigencia. Bajo estos permisos, se importa y exporta electricidad por medio de una línea de transmisión interconectada con la subestación East County de San Diego Gas & Electric. La cesión o transferencia de estos permisos requiere la aprobación previa de la CRE. Las siguientes fases del proyecto también requerirán permisos de la CRE para la energía a generarse y venderse.

El proyecto ESJ Expansión tiene como objetivo generar capacidad adicional de la que actualmente tiene ESJ, a través de la instalación de 26 turbinas eólicas con una capacidad de 108 MW. Durante el 2019 y el primer trimestre del 2020 ESJ Expansión obtuvo los permisos federales y estatales en materia de impacto ambiental, impacto social, cambio de uso de suelo en terrenos forestales y visto bueno de obras del INAH necesarios para iniciar su construcción. ESJ Expansión inició relación comercial durante el primer trimestre de 2022.

Los permisos de la CRE relativos a ESJ Expansión fueron obtenidos bajo la Ley de la Industria Eléctrica, en particular, (1) el permiso de generación (2) la autorización de importación de energía eléctrica que permite la importación de energía eléctrica a México desde los Estados Unidos exclusivamente para cubrir las necesidades de la planta eólica generadora, con una vigencia de 30 años; y (3) la autorización de exportación de energía eléctrica que permite a la Compañía producir energía eléctrica con una capacidad instalada de 108 MW y exportarla a Estados Unidos de América durante un plazo de 30 años.

Los permisos están sujetos a revocación en el caso de que la Compañía: (1) sea sancionada repetidamente por la CRE por vender, revender, o transferir de cualquier forma sin permiso la capacidad de generación de electricidad o electricidad en violación de la ley aplicable o de sus permisos, (2) ceda, transfiera, o modifique cualquiera de los permisos sin la autorización de la CRE (3) incumpla

repetidamente en efectuar los pagos de derechos correspondientes a la supervisión de dichos permisos, o (4) incumpla de manera grave, repetida o continua con los términos y condiciones previstos en la legislación aplicable, en los permisos obtenidos por la Compañía, las Normas Oficiales Mexicanas o las disposiciones técnicas y operacionales aplicables.

Permisos de Ventika

El parque eólico de generación de energía eléctrica Ventika cuenta con dos permisos de generación de energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento con una vigencia de 20 años, otorgados bajo el régimen de la hoy abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para la generación de energía limpia (eólica). No obstante, en términos de la Ley de la Industria Eléctrica, los permisos de autoabastecimiento de Ventika siguen siendo regidos por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y, por lo tanto, permite a la Compañía celebrar contratos de interconexión legados con una vigencia de hasta 20 años. Asimismo, estos permisos otorgan diversos beneficios que pueden no estar disponibles a los permisionarios de permisos otorgados bajo la Ley de la Industria Eléctrica, tales como las tarifas fijas de transmisión y distribución y banqueo de exceso de energía para ventas futuras, entre otros. A partir de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, es imposible para la CRE, otorgar permisos bajo el régimen de la ley anterior. Por lo tanto, a esta fecha es imposible obtener permisos de autoabastecimiento, tales como los otorgados bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica a Ventika.

La planta cuenta con todos los permisos federales y estatales en materia de impacto ambiental y en materia arqueológica para su construcción y operación.

Permisos de generación de proyectos solares

Durante 2017 y 2018, la CRE aprobó los permisos de generación de energía eléctrica del proyecto solar Rumorosa con una capacidad estimada de 44 MW_{ac}, el proyecto Tepezalá Solar con una capacidad estimada de 100 MW_{ac} y el proyecto solar Pima como una capacidad estimada de 110 MW_{ac}. Estos permisos tienen una vigencia de 30 años y pueden ser renovados. En diciembre de 2019, la CRE aprobó el incremento de la capacidad de generación en corriente alterna del proyecto Rumorosa, para quedar en 44.6MW_{ac}. Estos permisos están sujetos a revocación en el caso de que la Compañía (1) sea sancionada por la CRE debido a generar energía eléctrica en violación de las condiciones establecidas en el permiso, (2) ceda, transfiera o modifique el permiso sin la autorización de la CRE, (3) no opere de una manera consistente con la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional o del mercado eléctrico mayorista o (4) incumpla con los términos y condiciones del permiso.

Durante 2018, la Compañía adquirió dos proyectos solares de generación de energía eléctrica, los cuales fueron permisionados por la CRE previo a la reforma energética bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en la modalidad de autoabastecimiento de energía eléctrica. El primer proyecto denominado Don Diego Solar con una capacidad de generación de 125 MW y el segundo proyecto Border Solar con una capacidad de generación de 150 MW. Estos proyectos estarán vigentes bajo el régimen de autoabastecimiento hasta por el tiempo que dure su Contrato de Interconexión, y no podrán renovarse a menos que sean transferidos al nuevo régimen bajo la Ley de la Industria Eléctrica. Estos permisos están sujetos a revocación por las siguientes causas: (1) Cuando sea sancionado reiteradamente por vender o revender o enajenar capacidad o energía eléctrica; (2) Por transmitir los derechos derivados del permiso o generar energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el permiso, sin previa autorización de la CRE; (3) Cuando de manera grave y reiterada incumpla la regulación aplicable y las condiciones del permiso. Durante 2019 BS y DDS solicitaron a la CRE modificación a sus permisos para incluir nuevos socios autoabastecidos y nuevos centros de carga. En sesión de gobierno de la CRE el 17 de diciembre de 2021, resolvieron negar las modificaciones a las condiciones Tercera y Cuarta de los Permisos que implican la inclusión de nuevos socios autoabastecidos, contra dicha negativa se inició un juicio de amparo el cual se encuentra en desahogo.

Los proyectos de generación solar del portafolio de proyectos de IEnova cuentan con todos los permisos federales y estatales en materia de impacto ambiental, social y arqueológicos para su construcción y operación.

Permisos de suministro eléctrico, en la modalidad de suministro calificado

Durante 2019, la CRE aprobó el permiso para prestar el servicio de suministro eléctrico, en la modalidad de suministro calificado a IEnova Suministro Calificado, S. de R.L. de C.V., mediante el cual se le permite presentar ofertas de compra y venta de energía, servicios conexos, potencia, certificados de energías limpias, derechos financieros de transmisión y generadores exentos que represente, realizar transacciones de importación y exportación, adquirir los servicios de transmisión, distribución, operación del CENACE, participar en las subastas de mediano y largo plazo, en el mercado de certificados de energías limpias y en las subastas de derechos financieros de transmisión. Este permiso tiene una vigencia de 30 años. Este permiso está sujeto a terminación o revocación en el caso de que la Compañía (1) incumpla con los términos de estricta separación legal, de separación contable, operativa y funcional que emita la CRE, (2) no inicie las actividades objeto del permiso en el plazo que al efecto se establezca en el permiso, (3) no pague los derechos, aprovechamientos o cualquier otra cuota aplicable al permiso, (4) lleve a cabo la actividad permisionada en condiciones distintas a las del permiso, (5) incumpla las instrucciones del CENACE respecto del control operativo del sistema eléctrico nacional, (6) realice actividades o incurra en omisiones que impidan el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico nacional, (7) ceda, grave, transfiera o enajene los derechos y obligaciones derivados de los permisos, sin previa autorización expresa de la CRE, (8) manipule en cualquier forma los precios de venta de energía eléctrica o productos asociados, (9) realice algún incumplimiento grave de las obligaciones generales. Se celebró con CENACE en 2020 el Contrato de Participante del Mercado Eléctrico Mayorista.

Cuestiones ambientales

Regulación Ambiental

Las operaciones de la Compañía están sujetas a las leyes y reglamentos ambientales federales, estatales y locales, a las Normas Oficiales Mexicanas, disposiciones administrativas de carácter general y a otras normas técnicas mexicanas emitidas por la SEMARNAT, como por la ASEA, según aplique. La distribución de jurisdicción sobre asuntos ambientales entre las autoridades gubernamentales a nivel federal, estatal y municipal se base en una “fórmula residual” establecida en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual establece que los asuntos que no estén reservados expresamente a las autoridades federales están bajo la jurisdicción de los gobiernos locales, conocida también como jurisdicción concurrente. Aunque los proyectos de generación de energía eléctrica e hidrocarburos están regulados bajo la jurisdicción de dichas autoridades federales; sin embargo, algunos asuntos ambientales específicos como el manejo de residuos de manejo especial o sólidos urbanos y la apertura de nuevos caminos de acceso, protección civil, desarrollo urbano y uso del suelo o zonificación y construcción recaen bajo la jurisdicción estatal o municipal. Cabe destacar que derivado de la reciente regulación del sector hidrocarburos del 2013, el manejo de residuos de manejo especial de los regulados, el registro de pólizas de responsabilidad civil y ambiental, entre otros, es de competencia federal y su regulación, gestión y supervisión es competencia de la ASEA.

Las principales leyes ambientales en México aplicables al negocio de la Compañía son: la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, la Ley de Aguas Nacionales, la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, la Ley General de Bienes Nacionales, la Ley General de Cambio Climático y la Ley de la ASEA. En virtud de estas leyes se han promulgado diversas disposiciones administrativas, normativas y reglamentos en materia de impacto ambiental y seguridad industrial y operativa, uso del suelo en terrenos forestales, emisiones de ruido, emisiones a la atmósfera, prevención y control de emisiones de metano, aprovechamiento de aguas nacionales y descargas de aguas residuales en cuerpos de aguas nacionales, manejo de residuos peligrosos, de manejo especial y sólidos urbanos, contaminación de suelos, emisión de gases de efecto invernadero ("GEI"), entre otros, que resultan aplicables al negocio y operaciones de la Compañía. El negocio de la Compañía también puede estar sujeto a otras leyes, reglamentos y requerimientos técnicos relacionados con la protección del medio ambiente como la Ley General de Salud y el Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente en el Trabajo, así como la Ley de Vertimientos en las Zonas Marítimas Mexicanas y el Código Penal Federal.

El incumplimiento de las leyes, reglamentos y las Normas Oficiales Mexicanas aplicables puede resultar en la imposición de multas y sanciones administrativas de hasta \$8.6 millones de pesos aproximadamente para el año 2021, por concepto de reparación o compensación de daño ambiental en el caso de personas morales, ambientales y penales, como son: revocaciones de autorizaciones, concesiones, licencias, permisos o registros; arrestos administrativos, la confiscación del equipo contaminante; y en ciertos casos, el

cierre temporal o permanente de las instalaciones y hasta pena privativa de libertad del representante legal de la empresa, cuando las violaciones se clasifiquen como delitos contra el ambiente y contra la gestión ambiental, así como en obligaciones de remediación, reparación o compensación en asuntos de responsabilidad civil o ambiental. Lo anterior, pudiera afectar adversamente los ingresos y operaciones de la Compañía.

Los proyectos de la Compañía operan bajo licencias, permisos, autorizaciones, concesiones y registros emitidos bajo estas leyes ambientales. La Compañía cuenta con todos los permisos, licencias, registros, concesiones y/o autorizaciones necesarias para sus proyectos, y se encuentra en cumplimiento de las leyes ambientales y los permisos respectivos. Actualmente, no hay ningún procedimiento legal o administrativo pendiente en contra de la Compañía con respecto a algún asunto ambiental, con excepción de los asuntos que se describen en “Descripción del Negocio-Procedimientos legales, administrativos y de arbitraje-Asuntos de ECA”.

La Compañía sigue políticas y procedimientos internos para asegurar el cumplimiento de las leyes y reglamentos aplicables, así como de los permisos con los que cuenta. La Compañía, conforme a los términos y condicionantes de los resolutivos, periódicamente actualiza sus permisos, autorizaciones, licencias, concesiones y registros y efectúa evaluaciones periódicas en relación con su validez, incluyendo la modificación, renovación, ampliación o terminación de dichos permisos. En el caso de que, como resultado de dichas evaluaciones, sea necesaria cualquier acción para renovar, mantener, transferir u obtener cualquier permiso nuevo, autorización, licencia o aprobación, la Compañía toma las acciones necesarias para mantener la vigencia de los mismos.

Autoridades regulatorias y de verificación

La SEMARNAT es la autoridad ambiental federal competente para definir e implementar las políticas en materia ambiental y tiene la facultad, entre otras cosas, de otorgar autorizaciones federales en materia de impacto y riesgo ambiental, autorizaciones para el cambio de uso del suelo en terrenos forestales, licencias ambientales únicas, programas de prevención de accidentes, entre otros, así como emitir las NOMs. A partir de la reforma energética de 2013, se creó la ASEA, que es el órgano desconcentrado de la SEMARNAT que regula, autoriza y verifica las actividades y las obligaciones en materia de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente para el sector hidrocarburos, teniendo la facultad de emitir las autorizaciones antes mencionadas para los regulados del sector, así como la asignación de la Clave Única de Registro del Regulado, la autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), obtención del registro de pólizas de seguridad civil y ambiental, entre otros.

En adición a lo anterior, existen cinco órganos desconcentrados dentro de la SEMARNAT (Comisión Nacional del Agua, Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, Comisión Nacional para el Conocimiento y uso de la Biodiversidad, la PROFEPA y la ASEA), y un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio (Comisión Nacional Forestal), los cuales en el ámbito de sus competencias, aseguran el cumplimiento de la normatividad ambiental. La PROFEPA tiene la atribución para investigar e inspeccionar las instalaciones (incluyendo por medio del programa voluntario de auditoría ambiental), imponer sanciones, así como resolver los recursos administrativos interpuestos por quienes han sido sancionados por no cumplir con la regulación ambiental. Por su parte, la ASEA tiene, a su vez, la función de inspeccionar, expedir licencias y autorizaciones e imponer sanciones relacionadas con los asuntos de medio ambiente, seguridad industrial y operativa para los regulados del sector hidrocarburos.

La Comisión Nacional del Agua está encargada de la gestión y administración de las aguas nacionales, tanto superficiales como subterráneas, la prevención de la contaminación del agua, así como el otorgamiento del derecho para el uso y aprovechamiento de cuerpos nacionales, así como la protección de ciertos activos nacionales relacionados con los ríos, presas y otros cuerpos de agua. La Comisión Nacional del Agua otorga permisos para realizar obras de infraestructura hidráulica y concesiones para el uso y la explotación de las aguas nacionales y la ocupación de zonas federales a cargo de dicho organismo y permisos de descargas de aguas residuales a cuerpos de agua federales. La Comisión Nacional del Agua tiene su propia área de verificación e inspección, independiente de la PROFEPA; sin embargo, la PROFEPA también se encuentra facultada por ley para verificar asuntos en materia de aprovechamiento y contaminación de cuerpos de aguas nacionales.

Certificaciones, políticas y programas ambientales

Certificado de industria limpia y calidad ambiental

Actualmente, los activos de los segmentos de Gas y Electricidad de la Compañía participan en programas de auditoría ambiental voluntaria ante la PROFEPA y la ASEA. Dichos activos actualmente cuentan con los certificados de industria limpia o, en su caso, se encuentran en proceso de obtención o recertificación. La meta de la Compañía es que todos sus activos participen en este programa, conforme inician operaciones y obtengan los certificados correspondientes.

Como parte de estos programas voluntarios de auditoría ambiental, las empresas acuerdan llevar a cabo cada dos años las auditorías de sus propias instalaciones y operaciones por medio de un tercero aprobado por la PROFEPA o por la ASEA. Basándose en los resultados de la auditoría, en su caso, el auditor prepara y propone a la empresa un plan de acción correctivo y/o de mejoramiento. Dependiendo del proceso de certificación, se informa a la PROFEPA o a la ASEA, según el caso, acerca de los resultados de la auditoría y de la idoneidad del plan de acción resultante. Sujeto a su revisión y aprobación de los resultados y recomendaciones de la auditoría, la PROFEPA o la ASEA, según el caso, aprueban con la empresa auditada la implementación del plan de acción.

El producto final de este programa de auditoría ambiental voluntario es un Certificado de Industria Limpia o de Calidad Ambiental, lo que en general indica que la empresa o negocio han cumplido con el plan de acción y se encuentran en cumplimiento de las leyes y reglamentos ambientales federales aplicables, y en algunos casos con las normas internacionales y las mejores prácticas de ingeniería y operaciones. El certificado tiene una validez de dos años y puede renovarse continuamente por períodos similares siempre y cuando la empresa continúe comprobando que ha mantenido o mejorado las condiciones de cumplimiento ambiental presentes en el momento en que se otorgó el certificado por primera vez. Actualmente, la autoridad ha presentado retrasos considerables en sus procesos de revisión de auditorías, lo que ha ocasionado el respectivo retraso en la obtención o actualización de certificados de los activos de la Compañía.

Políticas ambientales corporativas

La Compañía conduce su negocio en cumplimiento con la Política Corporativa de Medio Ambiente. Esta política se comunica a sus empleados y contratistas, se implementa tanto en nuevos proyectos como en la operación y mantenimiento de sus instalaciones. La Compañía tiene el compromiso de cumplir con las directrices establecidas en la política enunciada a continuación, y cualquier otra que pudiera surgir en el futuro:

- Cumplir con las leyes, reglamentos y normas ambientales aplicables, así como buscar adoptar las mejores prácticas de la industria en materia ambiental.
- Minimizar y mitigar los impactos ambientales, así como respetar la capacidad de carga de los ecosistemas como resultado de las actividades de IEnova y sus subsidiarias.
- Generar una estrategia que contribuyan a reducir o evitar emisiones de gases de efecto invernadero y adaptar las actividades e infraestructura a eventos relacionados con el cambio climático.
- Generar información ambiental confiable para conocer el desempeño ambiental de IEnova y sus Subsidiarias que ayude a la toma de decisiones y buscar la mejora continua del desempeño de IEnova y sus Subsidiarias.
- Reportar objetivos, progreso y desempeño con la debida transparencia hacia las partes interesadas.
- Fomentar el conocimiento y la importancia de la materia ambiental entre los empleados de IEnova y sus Subsidiarias, clientes y proveedores, así como comunidades en las que IEnova opera.
- Interactuar con Asociaciones del Sector Energético para promover políticas públicas ambientales que impacten sobre el negocio, promuevan la eficiencia energética, la energía limpia y el desarrollo sostenible.
- Fomentar la colaboración y trabajo conjunto con socios comerciales (incluyendo proveedores, clientes y contratistas) para minimizar los impactos sobre el medio ambiente.

La Compañía frecuentemente busca mejorar el desempeño ambiental de sus operaciones con base en normas internas que van más

allá de los requerimientos normativos.

Estrategia de cambio climático

Durante el 2020 se actualizó la estrategia de cambio climático, lo que permitió a la Compañía contar con una directriz específica para la gestión estratégica de los asuntos vinculados al cambio climático, con un enfoque en cuatro ejes de acción.

- **Inversión y desarrollo de activos:** en donde se busca contribuir al fortalecimiento de la seguridad energética de México y que apoye la transición hacia un sector bajo en carbono, buscando siempre aprovechar las nuevas oportunidades de mercado en la materia.
- **Reducción de emisiones y eficiencia energética:** fomentar los proyectos de reducción de emisiones propias y/o de terceros e incrementar la eficiencia energética en los procesos de IEnova.
- **Gestión de los riesgos y oportunidades del cambio climático.** Integrar en la gestión interna de IEnova los riesgos y oportunidades en materia de cambio climático.
- **Transparencia y colaboración:** Determinar y comunicar de la manera más adecuada a los grupos de interés el impacto y desempeño de IEnova en materia de cambio climático, así mismo, trabajar con un enfoque colaborativo para responder a los retos derivados del cambio climático.

Programas ambientales para la conservación de la biodiversidad

La Compañía tiene en funcionamiento varios programas ambientales para conservar la biodiversidad, ya sea para proyectos en construcción u operación, se cuenta con programas y acciones específicas que se enfocan en la conservación, protección y restauración de especies de flora y fauna y que generalmente son establecidas como requisito de sus permisos de impacto ambiental o de cambio de uso de suelo.

En virtud de que la Compañía mantiene altos estándares de cumplimiento ambiental, considera poco probable incurrir en costos y responsabilidades relevantes relacionados con asuntos ambientales con respecto a sus proyectos actuales, basándose en sus certificados vigentes de industria limpia, la implementación de la Política Corporativa Ambiental y programas continuos de vigilancia de cumplimiento. Sin embargo, la Compañía no puede asegurar los costos y responsabilidades ambientales futuros asociados con sus proyectos, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Recursos humanos:

vi) Recursos humanos

Empleados

La siguiente tabla muestra el número de empleados de tiempo completo de la Compañía de acuerdo con el tipo de actividad realizada por los mismos y el segmento de negocios al que están asignados:

	2021	2020	2019
Por tipo de actividad			
Personal directivo	213	212	205
Personal operativo	1,448	1,049	897
Construcción e ingeniería	133	227	198
Por segmento de negocios			
Gas	657	705	438
Almacenamiento	297	193	129
Electricidad	171	76	64
Corporativo y proyectos	669	514	669
Total de empleados	1,794	1,488	1,300

El incremento en el número de empleados para 2021, es debido principalmente al desarrollo de nuevos proyectos.

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, la Compañía tiene 97.5%, 97.6% y 97.6% de empleados de confianza, y 2.5%, 2.4% y 2.6%, de empleados sindicalizados, respectivamente.

Sindicatos y relaciones colectivas

Los contratos colectivos de trabajo que la Compañía tiene celebrados con diversos sindicatos se renegocian en forma independiente para cada planta. Los salarios se revisan anualmente y los demás términos de dichos contratos colectivos se revisan cada dos años. La Compañía no ha enfrentado disputas laborales colectivas significativas. La Compañía considera que las relaciones con los distintos sindicatos son satisfactorias.

Desempeño ambiental:

vii) Desempeño ambiental

Ver “Legislación aplicable y situación tributaria - Cuestiones ambientales”.

Información de mercado:

PERFIL DE LA INDUSTRIA

viii) Información de mercado

General

En México, los sectores de gas natural, electricidad y petrolíferos son altamente regulados. En el sector de electricidad, el gobierno mexicano es propietario del 100% de la CFE. La CFE en conjunto con SENER es responsable de la planeación de la red eléctrica de México y CFE es la responsable de la transmisión y distribución, asimismo, participa en las actividades de generación y venta de energía eléctrica a través de subsidiarias. En el sector de gas natural, el gobierno es propietario del 100% de PEMEX y sus subsidiarias, incluyendo Pemex TRI, Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción, subsidiarias de Pemex encargadas, entre otras actividades, de la exploración y producción del petróleo y otros hidrocarburos. Los cambios legislativos en México en los años 90 en los sectores del gas natural y electricidad crearon oportunidades de inversión significativas para el sector privado. En diciembre de 2013, se llevó a cabo un nuevo e importante cambio legislativo como resultado de las reformas a la Constitución. Posteriormente, en agosto de 2014 se promulgaron nuevas leyes y se modificaron ciertas leyes existentes las cuales crearon un nuevo marco legal para las industrias del petróleo, gas y energía eléctrica en México. El principal objetivo de la reforma fue permitir a PEMEX enfocarse en actividades de exploración y producción rentables y abrir segmentos de la industria de hidrocarburos y una buena parte de los segmentos de la industria eléctrica a la inversión privada. Tanto PEMEX como la CFE seguirán desempeñando un papel fundamental en los sectores de gas natural, Gas LP, productos refinados, petroquímicos y energía eléctrica como empresas productivas del Estado, bajo el control y propiedad del Gobierno Federal, con objetivos empresariales, comerciales y financieros.

La información de mercado que a continuación se presenta, está basada en las prospectivas publicadas por la SENER, así como en algunos documentos publicados por CENAGAS y PRODESEN. La Compañía no puede garantizar que las estimaciones incluidas en dichos documentos se materialicen.

El Sector Mexicano de Gas Natural

Previa a la última reforma energética, la producción de gas natural fue llevada a cabo exclusivamente por el gobierno mexicano a través de PEMEX y sus subsidiarias. La liberalización de la industria del gas natural comenzó en 1995, cuando los cambios en las leyes mexicanas permitieron la participación del sector privado en los sectores del gas natural aguas arriba (transporte y almacenamiento) y aguas abajo (distribución). Aunque hoy en día el SNG aún mantiene una posición dominante en el mercado a través del CENAGAS, en la actualidad la reforma energética permite a las entidades del sector privado almacenar, transportar, distribuir, comercializar y llevar a cabo ventas directas de gas natural, así como operar tuberías, terminales y estaciones de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión.

De acuerdo con información de la Comisión Reguladora de Energía a diciembre de 2021 (información publicada por la CRE en el sitio: <http://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>), la participación privada en el sector del gas natural se compone de la siguiente manera:

- 97 permisos otorgados para sistemas de transporte de acceso abierto;
- 66 permisos otorgados de distribución; y
- 3 terminales de importación de GNL.

Adicionalmente, como resultado de las rondas organizadas por la CNH, una serie de empresas privadas han resultado adjudicadas con contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

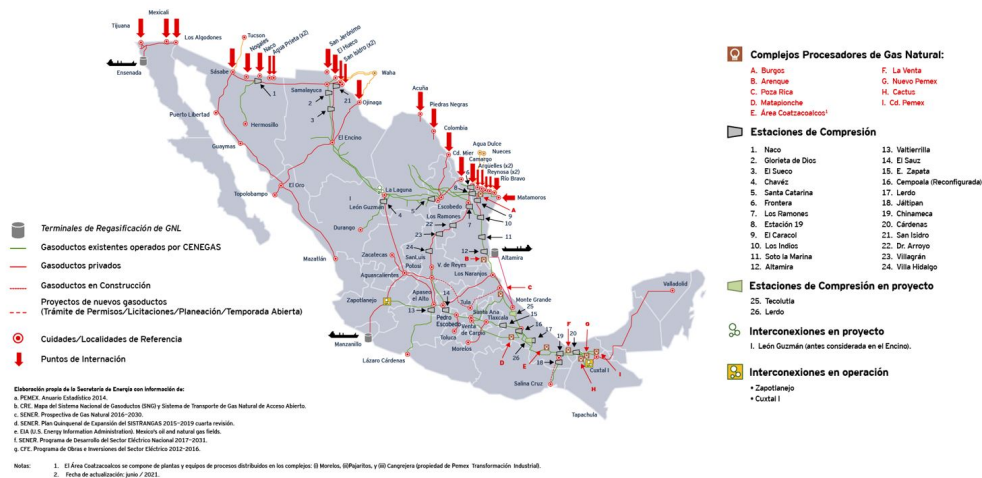
Como consecuencia de las ventajas ambientales y económicas que el gas natural posee frente a otras alternativas energéticas, la demanda de gas natural en México ha aumentado significativamente, principalmente debido al mayor uso de gas

natural por parte de la CFE y los PIE. Además, estas ventajas han llevado a un aumento en el consumo de gas natural en otras industrias, donde es una alternativa menos costosa y más eficiente que otros combustibles.

Transporte

El siguiente mapa muestra la infraestructura actual de gas natural del país:

Infraestructura Nacional de Gas Natural (2021)



Fuente: Elaboración propia con información del Prontuario Estadístico diciembre 2021

En octubre de 2020, la SENER presentó el Segundo Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024, en el cual se verificó la vigencia de los proyectos contenidos inicialmente en el Primer Plan Quinquenal y se presentó una nueva cartera de acuerdo a la evolución del mercado de gas natural en México.

A continuación, las conclusiones del Segundo Plan Quinquenal 2020-2024:

1. Los proyectos de interconexión en León Guzmán a través del Gasoducto El Encino-La Laguna y la segunda reconfiguración de la estación de compresión de Cempoala mantienen su vigencia.

2. En la estación Montegrande, el CENAGAS pretende incrementar la capacidad de inyección hasta por 1,000 mmpcd provenientes del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, añadiendo nuevos patines de medición a los existentes en la estación de medición, regulación y control existente, resultando en una capacidad total de 1,500 mmpcd por este punto de suministro.

3. CENAGAS dará seguimiento al desarrollo de los siguientes proyectos:

- Gasoducto Tuxpan - Tula.
- Gasoducto Tula - Villa de Reyes.

4. Continuará la evaluación de las interconexiones del SISTRANGAS con los sistemas citados a continuación con el objetivo de optimizar la infraestructura del propio SISTRANGAS, proporcionar mayor flexibilidad operativa y puntos de suministro:

- Interconexión con el gasoducto El Encino - La Laguna en la localidad de León Guzmán (Durango).
- Interconexión Guadalajara (gasoducto Villa de Reyes - Guadalajara).
- Interconexión Mayakan (gasoducto Mayakan).

5. Se impulsará el desarrollo de los siguientes HUB's, para incrementar la flexibilidad, generar nuevos puntos de confluencia y redundancia operativa del SISTRANGAS y los sistemas de transporte de gas natural cercanos a éste:

- a. Dulces Nombres (Monterrey).
- b. Leona Vicario (Cactus).
- c. Francisco I. Madero (La Laguna).

Es importante considerar que este Segundo Plan Quinquenal está alineado principalmente a los objetivos planteados por el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Plan de Negocios de Pemex y Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 y el Pacto Oaxaca, razón por la cual el CENAGAS y con previa aprobación de la SENER aprobaron los siguientes proyectos que atienden la necesidad de abastecer la demanda en las zonas golfo, sur y sureste de México:

a. Instalación de dos nuevas estaciones de compresión “Tecolutla” y “Lerdo” en el SNG, para adicionar capacidad de transporte en el gasoducto troncal de 48”.

b. Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, que considera tanto la construcción de un nuevo gasoducto como reforzar la infraestructura actual para atender las necesidades del corredor transísmico.

c. Gasoducto Prosperidad, que corresponde a la construcción de un nuevo gasoducto con trayecto Ixtepec, Oaxaca – Tapachula, Chiapas

En cuanto al desarrollo de proyectos de almacenamiento de gas natural de carácter operativo, el CENAGAS considera dentro del portafolio el desarrollo de un sistema de almacenamiento en cavernas salinas ubicadas en Ixhuatlán del Sureste, Veracruz; ubicación que se considera estratégica para la demanda visualizada en la zona sur y sureste y cercanía con los actuales centros de producción de gas nacional, se considera un tiempo estimado de dos años para el desarrollo del proyecto.

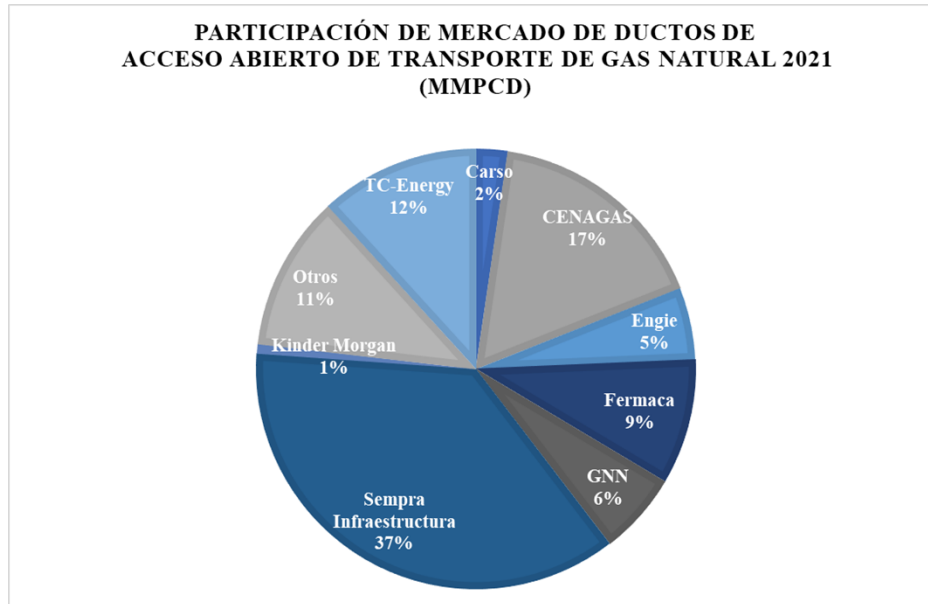
El siguiente mapa muestra la ubicación de los proyectos de transporte listados anteriormente:



Fuente: Elaboración propia con información del Segundo Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural

Proyectos de Transporte de Ductos de Acceso Abierto

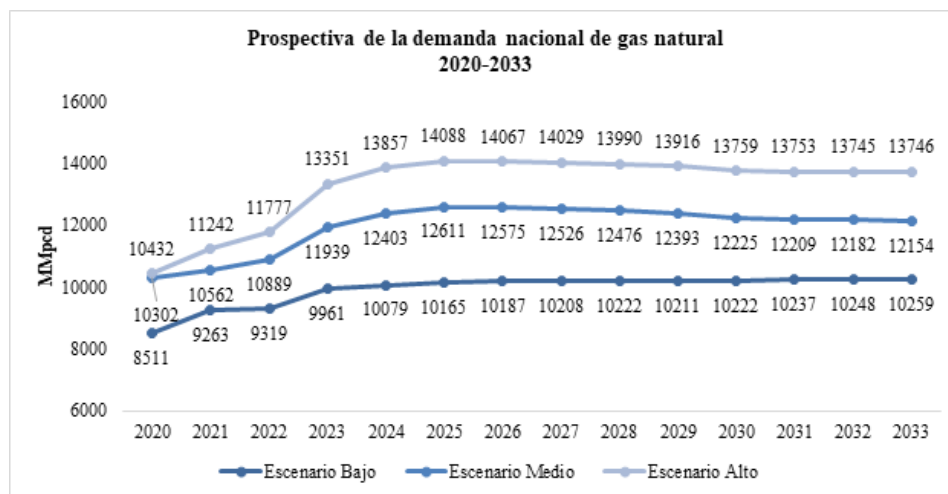
De acuerdo con información de la Comisión Reguladora de Energía a diciembre de 2021, la red de ductos de gas natural en México está compuesta por más de 20,400 km de ductos de transporte de acceso abierto. El mercado mexicano de ductos de gas natural se concentra en pocas compañías clave. Las cinco principales compañías de transporte comprenden más del 85% del mercado. La participación de mercado, en términos de capacidad, para el sector de transporte de gas natural mediante ductos de acceso abierto se muestra en la siguiente gráfica:



**Incluye la participación de Brookfield y no incluye a Pemex Logística*

Fuente: Elaboración propia con información de la CRE, diciembre 2021.

Actualmente, estos sistemas de acceso abierto transportan gas natural para la CFE, PIEs, usuarios industriales, compañías de distribución y CENAGAS. De acuerdo con información del Segundo Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024, se espera un incremento sustancial en la demanda de gas natural. A continuación la información prospectiva sobre la demanda nacional de gas natural hacia 2033:



Fuente: CENAGAS, Segundo Plan Quinquenal de Expansión de SISTRANGAS 2020-2024

Actualmente, México no tiene capacidad de almacenamiento de gas natural, con excepción de los proyectos de importación y regasificación de GNL. La política pública en materia de almacenamiento de gas natural revisada por la SENER exigirá 45,000 mmpcd de inventario mínimo equivalente a la demanda nacional promedio de gas natural estimada para el año 2029. Esto permitirá

que el país cuente con 5 días de inventario de gas natural que le permitirán hacer frente a emergencias en la red de ductos o en cualquier punto de importación y requerirá inversiones asociadas a la construcción de la infraestructura de almacenamiento.

De acuerdo a la política pública, el almacenamiento de gas natural se realizará en yacimientos económicamente inviables, al respecto CENAGAS, de acuerdo a las conclusiones del Segundo Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024 se estará evaluando el desarrollo de proyectos de almacenamiento de gas natural de carácter operativo.

Distribución de Gas Natural

De acuerdo a información de la CRE, a la fecha hay 66 permisos de distribución de gas natural por medio de ducto comparado con los 31 permisos que reportó la última Prospectiva de Gas Natural 2018-2032.

Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL

Se espera que la demanda de gas natural en 2033 se incremente casi el 30.0% respecto a 2020, lo que la llevará de 7,884 mmpcd en 2020 a 10,259 mmpcd en el 2033.

Además de las importaciones provenientes de gasoductos transfronterizos, las importaciones de GNL han ayudado a satisfacer la creciente demanda de gas natural en el país. Actualmente, existen 3 terminales de regasificación de GNL y a diciembre de 2021, la Compañía cuenta con alrededor del 50% de la capacidad de regasificación de GNL en México.

Terminales de Regasificación de GNL

Planta	Ubicación	Estatus	Propietarios	Inicio	Capacidad nominal (mmpcd)
Terminal de GNL Altamira	Altamira, Tamaulipas	En operación	Vopak y Enagás	2006	670 - 1,119
Energía Costa Azul	Ensenada, Baja California	En operación	Sempre Infraestructura	2008	1,000 - 1,300
Terminal KMS de GNL	Manzanillo, Colima	En operación	KoGas, Mitsui y Samsung	2012	500

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Comercialización de Gas Natural

En febrero de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución en donde la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a la comercialización de gas natural. La resolución señala que PEMEX deberá ceder parte de su cartera de contratos materia de dicha comercialización de gas natural en un plazo máximo de 4 años, una cesión que equivalga a 70% de su comercialización en el mercado nacional. En julio de 2016, la SENER publicó la Política Pública para la Implementación del Mercado del Gas Natural, cuyo objetivo es establecer la política pública que fomente el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural, para contribuir con la seguridad energética del país y la continuidad del suministro. En enero de 2017, la CRE implementó el "Programa de Cesión de Contratos" con el objetivo de determinar las características del procedimiento para la implementación de este programa; la instrumentación de este programa se llevará a cabo mediante la cesión de contratos en tres fases. Como resultado de la primera fase, en septiembre de 2017, PEMEX cedió 32.16% del total del volumen de su cartera de comercialización de gas natural.

La CRE logró importantes avances en la implementación de un sistema competitivo que permita a los mexicanos acceder a la mejor oferta de suministro posible. Sin embargo, los cambios recientes en la regulación plantean un nuevo panorama para la comercialización de gas natural. En el 2021, la CRE publicó el Acuerdo por el que se reforma el artículo décimo tercero de la Ley

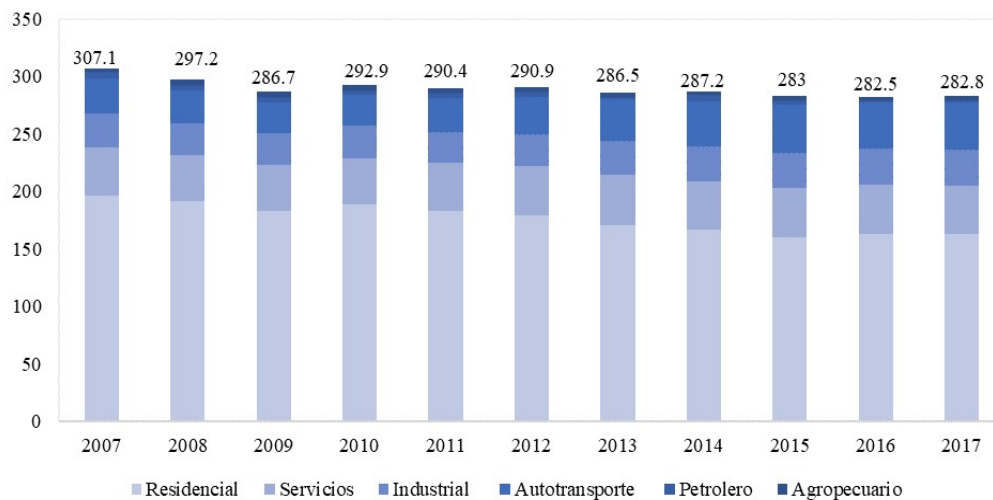
de Hidrocarburos con el objetivo de fortalecer a Pemex al eliminar la regulación asimétrica a la que estaba sujeto. La comercialización de gas natural continúa trabajando exitosamente ya que los Usuarios cuentan con la capacidad de decidir entre sus comercializadores para lograr las mejores condiciones operativas y de precio disponibles promoviendo el ambiente de competencia entre los participantes.

El sector mexicano de productos refinados del petróleo

Las regulaciones mexicanas actuales permiten la inversión del sector privado en el transporte, la distribución y el almacenamiento de Gas LP. El mercado de distribución está dominado por un grupo muy pequeño de participantes, con importantes barreras de entrada.

Con base en las prospectivas de Gas LP 2018-2032, publicadas por la SENER, en la última década, la demanda nacional del Gas LP ha tenido una tasa media de crecimiento anual de -0.8%.

Demanda Nacional Histórica de Gas LP (Mbd)



Fuente: SENER Prospectiva de Gas LP 2018-2032

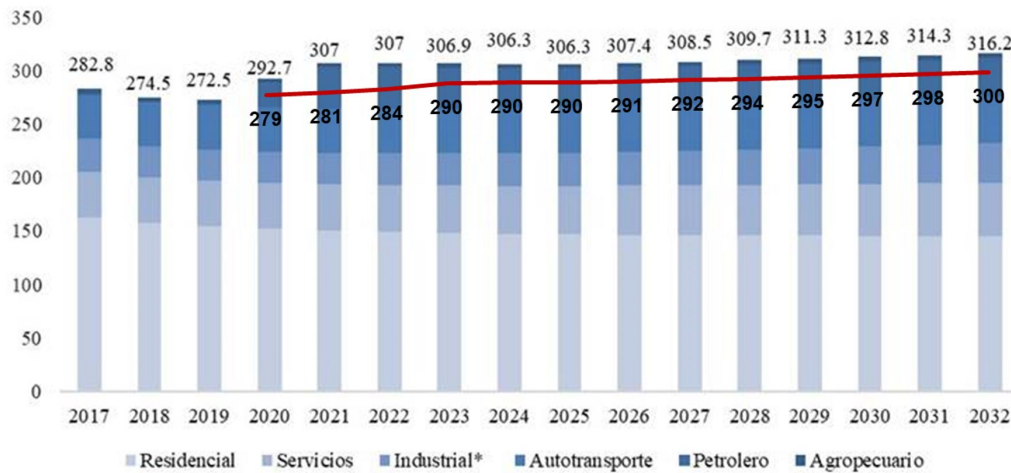
Ya para 2019, y con base en información del Sistema de Información Energética (SIE), la demanda nacional promedio de Gas LP hasta septiembre de 2019 fue de 279 Mbd, siendo el sector residencial el que predomina la demanda de Gas LP con un 60% de uso, el resto se utiliza para consumo en industria, comercio, servicios y transporte, principalmente.

Con base en datos de Argus México Fuel Markets, como resultado de la pandemia en 2020, causada por el coronavirus SARS-COV2, la mayor afectación de la demanda del consumo de Gas LP se presentó en los meses de mayo-julio del 2020, en el que el consumo residencial decreció un 3% en comparación al año anterior, mientras que los más afectados fueron el sector industrial, comercial y el de transporte con una considerable disminución del 20% en comparación al año previo.

Ya para agosto del 2020, se tiene una pequeña recuperación, y la reducción del consumo doméstico se vio afectada sólo un 1% mientras que la caída de los sectores de industria, comercio y transporte tienen una disminución del 10% con relación al mismo periodo del año anterior.

Con base en la Prospectiva de Gas LP 2018-2032 publicada por la SENER, y las afectaciones causadas en la demanda causadas principalmente por la pandemia, este informe presenta una simulación del crecimiento de la demanda más apegado a los acontecimientos más recientes. Se estima que para la primera mitad de 2021 se tendrán las mismas afectaciones que la segunda

mitad de 2020 y posteriormente se considera un crecimiento del 1% que se extiende a 2022 y 2023; para el resto de los años, se aplica un porcentaje de crecimiento de acuerdo a lo manejado por la SENER en su prospectiva de Gas LP 2018-2032.



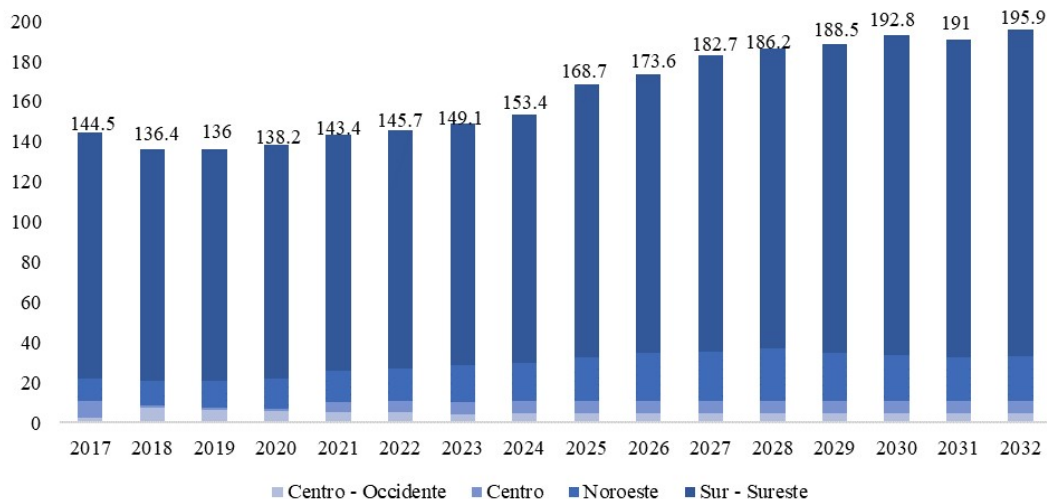
*Incluye propano y butanos como materia prima en el sector industrial Fuente: SENER Prospectiva de Gas LP 2018-2032 Argus México Fuel Markets; Publicaciones julio-diciembre 2020.

Con esto, se estima que la demanda para 2032 sea de 300 Mb -5.12% menos de lo estimado en la Prospectiva de Gas LP 2018-2032 publicado por la SENER y para 2021, la diferencia respecto a la Prospectiva se estima 26 Mb menor. -8.46%.

Para 2018, la estimación de la prospectiva de producción del Gas LP se derivó con base en el análisis de escenarios de producción de hidrocarburos propuestos por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la SENER a partir del trabajo conjunto con PEMEX y la CNH.

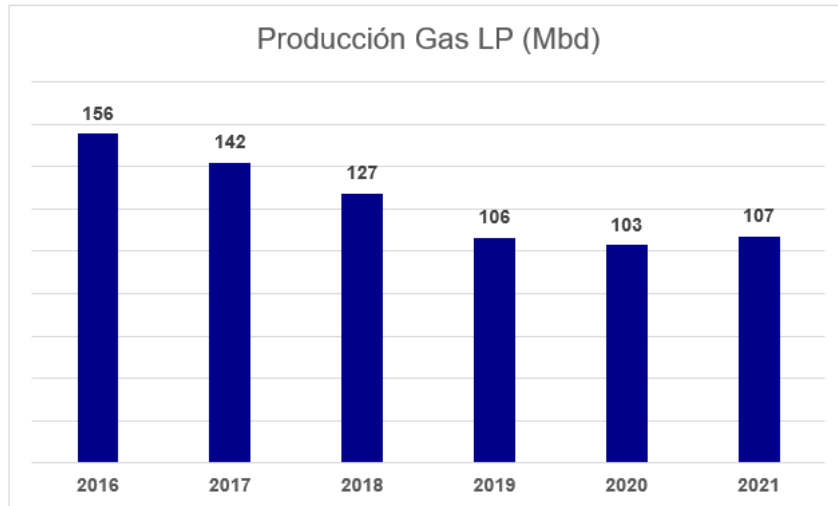
Para esta prospectiva de producción, se estimaba que para 2032, la oferta interna del Gas LP sería de 195.8 Mbd, un incremento superior al 30% respecto a 2019 causados principalmente por una estimación de incremento de producción de crudo a nivel nacional, por las licitaciones de las Rondas Petroleras de México que en ese momento comenzaban y que hoy por hoy se encuentran detenidas.

Oferta Nacional de Gas L.P. (Mbd)
2017 - 2032



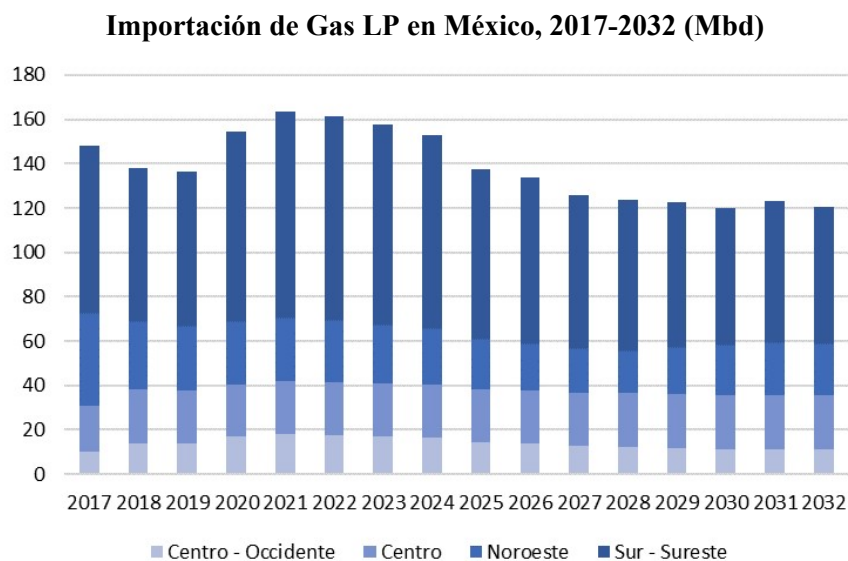
Fuente: SENER con Información de Pemex

Sin embargo, pese a las estimaciones de crecimiento de la oferta, datos más recientes publicados por la SENER, a través de las estadísticas de hidrocarburos, muestran un decremento de la producción nacional de Gas LP. La siguiente gráfica muestra un promedio de dicho decremento de producción en miles de barriles por día a lo largo de los últimos cinco años. La prospectiva de producción para 2021 estimada sería de 143.4 Mbd, sin embargo, el promedio de producción en 2021 fue de 107 Mbd, 35% menor a lo estimado.



Fuente: SENER <https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/gaslp.aspx>

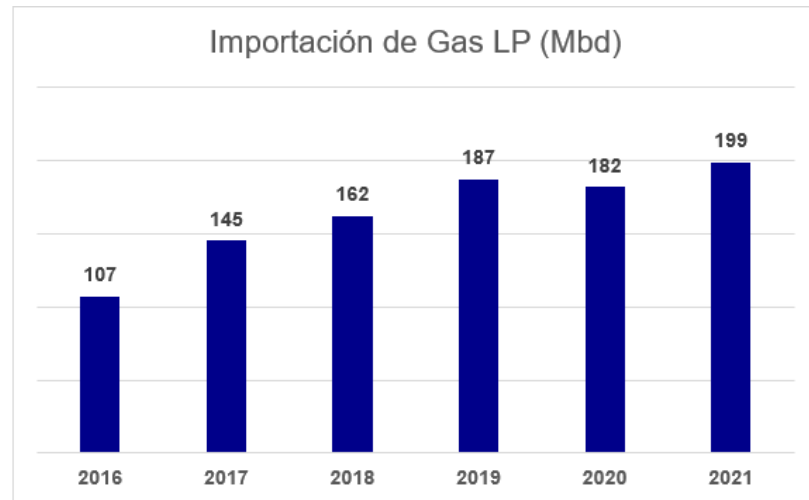
Partiendo de la misma lógica, y haciendo una comparativa de la prospectiva de importaciones de Gas LP en México para 2017-2032, se observa en la siguiente gráfica que la importación de Gas LP se estimaba tendría su pico en 2021 con cerca de 160 Mbd y de ahí tendría una tendencia decreciente hasta para 2032 tener un promedio de importación de 120 Mbd.



Fuente: SENER con Información de IMP

Si comparamos dichas estimaciones con los datos reales de importación publicados por la SENER, a través de las estadísticas de hidrocarburos, se aprecia que los valores de importación han tenido un crecimiento considerable, lo cual va muy de la mano con la caída en la producción y la necesidad de cubrir la demanda del Gas LP a lo largo de la República Mexicana. En

comparación con el 2021 de la prospectiva que estimaba un promedio de importación de 164 Mbd, los datos reales de importación muestran una producción promedio de 199 Mbd, un incremento del 22%.



Fuente: SENER <https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/gaslp.aspx>

En conclusión, se aprecia cómo la demanda ha sido afectada por la pandemia en el año 2020 y 2021 con un impacto directo a la importación y producción. La producción de Gas LP ha tenido un considerable decremento en los últimos 6 años que va muy de la mano con la caída en la producción de crudo que ha incentivado el alza de importaciones para cubrir la demanda.

Almacenamiento del Gas LP

El país cuenta con una capacidad de diseño de infraestructura de almacenamiento de Gas LP de 5.8 millones de barriles que se encuentran distribuidas en las siguientes instalaciones:

#	Número de permiso	Estatus del permiso	Nombre, Denominación o Razón social	Delegación o Municipio	Estado	Capacidad en barriles
1	G/276/LPA/2012	Operando	Transportadora del Norte Sh, S. de R.L. de C.V.	Zapotlanejo	Jalisco	80,003.65
2	G/354/LPA/2015	Operando	Termi-Centro, S.A. de C.V.	San Luis Potosí	San Luis Potosí	80,005.03
3	G/355/LPA/2015	Operando	Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.	Ixhuatlán del Sureste	Veracruz de Ignacio de la Llave	1,800,113.22
4	LP/12159/ALM/2015	Operando	Pemex Logística	Coatzacoalcos	Veracruz de Ignacio de la Llave	770,500.46
5	LP/19357/ALM/2015	Operando	Pemex Logística	Salina Cruz	Oaxaca	4,000.18

6	LP/19380/ALM/201 6	Operando	Pemex Logística	Reforma	Chiapas	40,005.03
7	LP/19381/ALM/201 6	Operando	Pemex Logística	Ciudad Madero	Tamaulipas	15,001.89
8	G/003/LPA/2010	Operando	Gas Comercial de la Laguna, S.A. de C.V.	Nava	Coahuila de Zaragoza	9,435.15
9	G/004/LPA/2010	Operando	Almacenadora de Gas Comercial, S.A. de C.V.	Juárez	Chihuahua	6,290.1
10	G/005/LPA/2010	Operando	Zeta Gas de Ciudad Juárez, S.A. de C.V.	Juárez	Chihuahua	3,774.06
11	G/006/LPA/2010	Operando	Zeta Gas de Ciudad Juárez, S.A. de C.V.	Juárez	Chihuahua	9,435.15
12	G/007/LPA/2010	Operando	Invalle, S.A. de C.V.	Tepeji del Río de Ocampo	Hidalgo	12,580.2
13	G/018/LPA/2010	Operando	Pemex Logística	Playas de Rosarito	Baja California	40,004.23
14	G/020/LPA/2010	Suspensión	Nustar Internacional, S. de R.L. de C.V.	Nuevo Laredo	Tamaulipas	30,001.89
15	G/021/LPA/2010	Operando	Termigas, S.A. de C.V.	Tuxpan de Rodríguez Cano	Veracruz de Ignacio de la Llave	433,818.55
16	G/022/LPA/2010	Operando	Pemex Logística	Ahome	Sinaloa	210,022.19
17	G/023/LPA/2010	Operando	Zeta Gas del Pacífico, S.A. de C.V.	Manzanillo	Colima	868,788.53
18	G/027/LPA/2010	Operando	Trans-Soni, S.A. de C.V.	Puebla	Puebla	14,284.82
19	G/029/LPA/2010	Operando	Terminal Marítima Gas Tomza, S.A. de C.V.	Tuxpan	Veracruz de Ignacio de la Llave	392,816.71
20	G/030/LPA/2010	Operando	Bio Gas de Victoria, S.A. de C.V.	Matamoros	Tamaulipas	3,145.05
21	G/031/LPA/2010	Operando	Zeta Gas de Baja California, S.A. de C.V.	Ensenada	Baja California	610,705.75
22	G/032/LPA/2011	Terminado	Tergas, S. de R.L. de C.V.	Matamoros	Tamaulipas	6,290.1
23	G/253/LPA/2011	Operando	Gas de Calidad, S.A. de C.V.	Jaltenco	México	73,805.51
24	G/254/LPA/2011	Operando	Generadores de Energía del Noroeste, S.A. de C.V.	Tijuana	Baja California	6,290.1
25	G/255/LPA/2011	Operando	Gas Silza, S.A. de C.V.	Tijuana	Baja California	7,862.62
26	G/256/LPA/2011	Operando	Gas Silza, S.A. de C.V.	Mexicali	Baja California	6,290.1
27	G/257/LPA/2011	Operando	Hidro Gas de Agua Prieta, S.A. de C.V.	Nogales	Sonora	4,717.57
28	G/258/LPA/2011	Operando	Gas Comercial de Villa Ahumada, S.A. de C.V.	Juárez	Chihuahua	4,717.57
29	G/259/LPA/2011	Operando	Almacenadora de Gas Comercial, S.A. de C.V.	Nava	Coahuila de Zaragoza	5,912.69

30	LP/19797/ALM/201 6	Operando	Pemex Logística	Tula de Allende	Hidalgo	60,003.77
31	LP/19798/ALM/201 6	Por iniciar operaciones	Pemex Logística	Puebla	Puebla	20,001.26
32	LP/19799/ALM/201 6	Por iniciar operaciones	Pemex Logística	Tierra Blanca	Veracruz de Ignacio de la Llave	10,000.63
33	LP/19800/ALM/201 6	Por iniciar operaciones	Pemex Logística	San Martín Texmelucan	Puebla	20,001.26
34	LP/23302/ALM/202 0	En construcción	Osonyer Storage, S. A. de C. V.	Tepeji del Río de Ocampo	Hidalgo	196,251.1
35	LP/23717/ALM/202 1	En construcción	Energi Depot, S.A. de C.V.	Nava	Coahuila de Zaragoza	9,435.15
Total						5,866,309.27

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE), con corte al 6 de enero del 2022.

La Compañía es dueña de Transportadora del Norte, S. de R.L. de C.V. con una capacidad de almacenamiento de 80,000 barriles, localizada en las afueras de Guadalajara, Jalisco, que actualmente es operada por Pemex Logística, dando servicio a Pemex Transformación Industrial.

Transporte de Gas LP por ducto

Ductos de Gas LP por región en el país.



Ubicación	Permisionario	Diámetro (Pulgadas)	Trayecto (Km)	Capacidad (Mbd)
CPC Burgos - Monterrey	TDF S. de R.L. de C.V.	12	185	34
Poza Rica- Atotonilco - Santiago	Ductos de Altiplano, S.A. de C.V.	14	285	35
Frontera EUA - Ciudad Juárez	Pemex - Logística (SHM)	8	35	24
Cactus - Guadalajara	Pemex - Logística (SNGLP)	20	1,539	240
Total			2,044	333

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE), con corte al 12 de febrero de 2020.

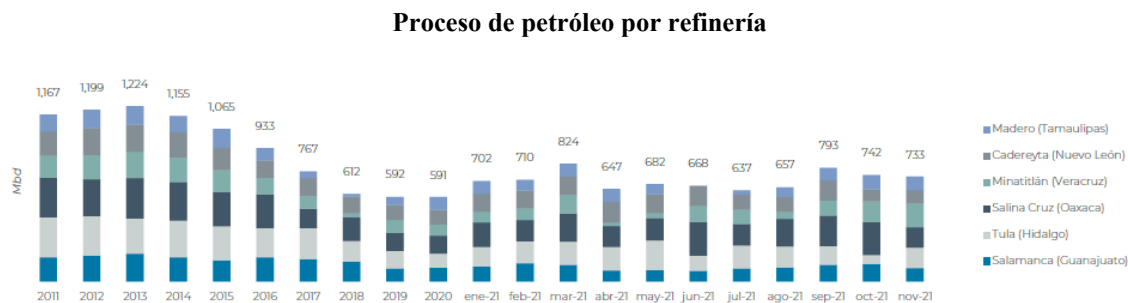
La infraestructura de transporte y almacenamiento de Gas LP en México es una de las áreas más necesitadas de modernización debido al ineficiente sistema de transporte extendido de camiones ampliamente utilizado en México en la actualidad.

Dado el estado actual de la infraestructura de Gas LP y el entorno de mercado futuro esperado, es necesario desarrollar una estrategia para aumentar la capacidad de transporte y almacenamiento en el sureste de México y las principales áreas de consumo. Esto garantizaría el suministro de Gas LP y aumentaría la flexibilidad del transporte.

Petrolíferos

De acuerdo con datos del Sistema de Información Energética (SIE), publicado por la SENER y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, existe una disminución en el procesamiento de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR). En consecuencia, México tiene una sustancial dependencia de productos refinados de importación. Se estima que la demanda de gasolinas tenga un ligero crecimiento, independientemente de la incorporación paulatina de parque vehicular de uso híbrido o eléctrico. No existe una certeza real a corto plazo del incremento en la producción nacional, por lo que la dependencia de productos refinados de importación continuará de manera importante.

La siguiente gráfica muestra el proceso del petróleo por refinería y la caída de éste a lo largo de los años:



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), enero de 2021.

El porcentaje de utilización de las refinерías promedio para noviembre 2021 es:

Cadereyta	29%
Madero	29%
Minatitlán	51%
Salamanca	29%
Salina Cruz	48%
Tula	42%
Total SNR	38%

De acuerdo con las estadísticas de hidrocarburos presentadas por la SENER, el promedio de la oferta de gasolinas para 2021 fue de 743 Mbd, compuesto por 486 Mbd de importaciones y 256 Mbd de producción nacional. Las importaciones representan casi el doble de la producción nacional, reflejando la dependencia del mercado nacional en las importaciones. Este valor aumentó en comparación a 2020 en donde el promedio de la oferta de gasolina representaba 705 Mbd.

Con relación al diésel, el promedio de la oferta para 2020 fue de 316 Mbd, siendo 199 Mbd de importación y 117 Mbd de producción nacional. Para 2021, el promedio de oferta de diésel fue de 308 Mbd compuesto por 197 Mbd de importación y 111 de producción nacional. Al igual que con las gasolinas, se observa un comportamiento en el que aún la importación de este combustible sigue siendo sustancialmente mayor, a lo que se tiene por producción nacional.

Sin duda, uno de los sectores más afectados desde el brote del Coronavirus (COVID-19) de manera global, ha sido el transporte aéreo. En 2021, la oferta promedio aumentó comparada a la que se tenía en 2020, con un promedio de 64 Mbd, de estos, casi 40 Mbd corresponden a producto importado y el resto a producción nacional.

Demanda proyectada de petrolíferos 2018-2032

De acuerdo con las estimaciones del ejercicio de planeación 2018-2032 de la SENER, se estimaba que la producción de petrolíferos se duplicaría hacia el final del periodo y que la demanda aumentaría un 22%. Con estos estimados, la capacidad de refinación durante el periodo de análisis seguiría siendo insuficiente para cubrir la demanda, pero la brecha actual en la balanza comercial disminuiría. Sin embargo, este análisis considera un incremento en el ritmo de producción de las refinerías cercano al 90% y la entrada en operación de la refinería de Dos Bocas. Considerando el ritmo de operación de 2020 y 2021, es poco probable que se llegue al escenario planteado por SENER.

La demanda de gasolinas permanecerá por arriba de la producción nacional. Durante todo el periodo de estimación, las importaciones de gasolina representarán en promedio el 55% de la demanda interna.

Desde 2018 y hasta 2021, la producción nacional de diésel es menor a la demanda nacional, por lo que continúan las importaciones, en los datos presentados por la SENER, se anticipaba una tendencia a incrementar la producción y, se estima que las importaciones disminuirán un 57% para 2032.

En el caso de la turbosina, la demanda interna durante el periodo 2018-2032, tendrá un crecimiento de 61%, que no podrá ser cubierto por la producción nacional. Se anticipa que sea un mercado satisfecho en su gran mayoría por las importaciones.

Almacenamiento y transporte actual

Antes de la Reforma Energética, Pemex Logística (PLOG, antes Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Refinación), era la única compañía autorizada para producir, transportar, almacenar y vender productos refinados.

La capacidad de almacenamiento y transporte de PLOG se puede ver en la siguiente tabla:

Infraestructura de Pemex Logística

Terminales de Almacenamiento	73
Terminales marítimas	5
Instalaciones portuarias	10
	5,259
Oleoductos	kilómetros
	8,883
Poliductos	kilómetros

Nota: No incluye infraestructura de Gas LP

Fuente: Secretaría de Energía con información de CRE y PEMEX

La logística de distribución de petrolíferos tiene su punto medio en las terminales de almacenamiento, de las cuales se envía producto terminado hacia su ubicación de expendio al público, esta actividad se realiza mediante autotankers y es conocida como el

transporte de última milla. De esta manera, se suministra combustible a más de 12,600 estaciones de servicio y a usuarios finales, existentes en todo el territorio nacional.

Tal como se muestra en el siguiente cuadro, Pemex Logística cuenta con una capacidad operativa de almacenamiento en terminales marítimas de 8,589 Mbd distribuida en las terminales de Pajaritos, Tuxpan, Madero, Salina Cruz y Guaymas. El 77% de la capacidad operativa nacional de las terminales marítimas, se concentra en la región Golfo, en los puertos de Pajaritos y Tuxpan.

Capacidades de las terminales marítimas por región estadística, octubre 2018

Región	TM	Capacidad nominal (barriles)	Capacidad operativa (barriles)	Participación porcentual del total de la capacidad operativa (%)	Número de tanques
Noreste	Madero	450,000	364,259	4	12
Golfo	Pajaritos	4,805,000	4,370,333	51	42
Sur	Salina Cruz	1,479,000	1,119,888	13	25
Golfo	Tuxpan	2,525,000	2,200,770	26	27
Noroeste	Guaymas	750,000	534,164	6	13
	Total	10,009,000	8,589,414	100	119

Fuente: Secretaría de Energía con información de CRE

El siguiente cuadro resume la capacidad operativa de almacenamiento de Pemex Logística en sus 73 terminales de almacenamiento:

Región	Capacidad nominal (bl)	Capacidad operativa (bl)	Números de tanques
Centro	3,345,000	2,399,278	86
Golfo	1,168,500	798,676	67
Noreste	1,958,500	1,418,284	84
Noroeste	4,023,000	2,917,095	110
Norte	1,270,000	952,432	43
Occidente	3,350,000	2,398,206	104
Sur	804,500	566,272	52
Sureste	693,500	521,376	26
Total	16,613,000	11,971,619	572

Nota: se considera capacidad de almacenamiento de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina y producto contaminado, entre otros.

Fuente: SENER con información de CRE.

Las terminales de almacenamiento más grandes de Pemex se muestran a continuación:

Ubicación	Capacidad nominal (bbl)
Pajaritos	4,885,000
Tuxpan	2,415,000
Salina Cruz	1,505,000
Rosarito	1,423,000
Guamas	800,000
Topolobampo	750,000
Lázaro Cárdenas	730,000
Manzanillo	465,000
Madero	450,000
Cd. Juárez	245,000
Mexicali	155,000

Fuente: Pemex e información de Argus.

Para el caso de las terminales de almacenamiento operando en el País, se cuentan con las siguientes:

Operador	Ubicación	Capacidad nominal (bbl)
Axfaltec	Dos Bocas, Tabasco	690,000
Bulkmatic	Salinas Victoria, Nuevo León	690,000
Simsa	San José Iturbide, Guanajuato	1,000,000
Hidrosur	Progreso, Yucatán	460,000
ICA Flour	Matamoros, Tamaulipas	132,000
IEnova	Veracruz, Veracruz	2,120,000
Olstor Services	Lagos de Moreno, Jalisco	300,000
Siadsa	Atlacomulco, Estado de México	300,000
Simsa/Invex	Tuxpan, Veracruz	1,400,000
TMC	San Luis Potosí, San Luis Potosí	400,000
Valero/NuStar	Nuevo Laredo, Tamaulipas	195,000
Vopak	Veracruz, Veracruz	640,000
Carrix-SSA Marine Monterra	Tuxpan, Veracruz	2,000,000
IEnova	Valle de México	640,000
	TOTAL	10,967,000

Fuente: CRE e información de Argus

Infraestructura de ductos para petrolíferos

El transporte de petrolíferos, es una de las actividades de mayor importancia dentro de la cadena de valor de estos productos y se lleva a cabo a través de la red de ductos de Pemex Logística, conformada por 8,883 kilómetros y una capacidad operativa total de 4,095 Mbd. En 2017, el 76% del volumen total de petrolíferos, fue transportado a través de ducto.

Pemex Logística cuenta con seis sistemas distribuidos en las ocho regiones estadísticas del país, siendo el sistema *Zona Sur-Golfo-Centro-Occidente* el de mayor extensión, con una longitud de 4,962 kilómetros, el cual permite el flujo de petrolíferos desde el Golfo de México hacia el Centro del país y el Bajío, así como al Pacífico a través del Istmo de Tehuantepec. El segundo es el sistema *Zona Norte*, con 3,152 kilómetros, el cual cuenta con tres ductos transfronterizos para la importación de combustibles. Los sistemas restantes suman 770 kilómetros.

Sistemas de transporte por medio de ductos de petrolíferos

No.	Sistema	Longitud (km)	Capacidad nominal (bls/día)	Capacidad operativa (bls/día)
1	Zona Sur-Golfo-Centro-Occidente	4,961	3,479,200	3,272,200
2	Zona Norte	3,152	632,600	573,300
3	Guaymas	249	55,000	53,000
4	Rosarito	223	51,000	50,000
5	Topolobampo	223	68,000	68,000
6	Progreso	75	80,000	78,000
	Total	8,883	4,365,800	4,094,500

Fuente: Secretaría de Energía con información de la CRE

Estos sistemas están integrados por un total de 85 ductos, clasificados en: 66 poliductos y bidireccionales, 5 combustóleo-ductos, 5 turbosina-ductos, 3 magna-ductos, 3 diésel-ductos y 3 premium-ductos.

Nuevos proyectos en terminales de almacenamiento, transporte y distribución de hidrocarburos

A raíz de la reforma energética y la consecuente apertura en el proceso de comercialización y desarrollo de infraestructura por el sector privado, se han iniciado diferentes proyectos con el fin de buscar la competitividad en el mercado. La inversión privada representa grandes ventajas para el desarrollo de infraestructura, dado que, desde hace varios años, PEMEX no ha construido terminales ni ductos de transporte.

Con base en el documento “Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos” publicado por la SENER el 1 de marzo del 2019, se tienen contemplados 70 nuevos proyectos de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos con una capacidad nominal total de 45.5 millones de barriles y que representan una inversión total estimada de USD\$4,483 millones.

La siguiente tabla muestra la distribución de los 70 proyectos de infraestructura de almacenamiento como también, la capacidad nominal e inversión estimada:

Entidad Federativa	No. de proyectos	Capacidad Nominal (mb)	Inversión estimada (Millones de Dólares)
Aguascalientes	1	224	45
Baja California	4	2,425	348
Chiapas	1	25	1
Chihuahua	2	130	13
Ciudad de México	1	3	0.2
Colima	4	3,382	344
Durango	2	1,320	72
Estado de México	7	6,170	230
Guanajuato	1	675	19
Hidalgo	3	1,590	206
Jalisco	2	650	40
Michoacán	2	2,275	404
Nuevo León	5	2,870	387
Puebla	2	870	107
Querétaro	2	1,178	199
San Luis Potosí	2	625	263
Sinaloa	1	1,000	150
Sonora	5	1,459	12
Tabasco	1	600	46
Tamaulipas	11	5,119	780
Veracruz	9	12,927	769
Yucatán	2	461	47
Total general	70	45,977	4,483

Fuente: SENER Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos 2018

Del total de nuevos proyectos reportados, siete son de la Compañía, los cuales cuentan con una capacidad nominal de almacenamiento de 8.0 millones de barriles.

Para el caso de transporte por ducto de petrolíferos, se tienen estimados seis nuevos proyectos, con capacidad operativa de 400 Mbd y una inversión estimada de USD\$2,751 millones:

No.	Razón Social	Ducto	Capacidades Operativa (Mbd)
I	Howard Energy Partners	Frontera con Texas - Nuevo Laredo	90
II		Nuevo Laredo, Tamaulipas - Área en Monterrey	
III	Invex	Tuxpan, Veracruz - Tula, Hidalgo	120
IV	TC Energy, Sierra Oil & Gas y TMM	Tuxpan, Veracruz - México Centro	90
V	Monterra Energy	Tuxpan, Veracruz - Tula, Hidalgo	100
VI	New Burgos Pipeline	Edinburg, Texas - Terminal de Burgos, Tamaulipas	N/D
TOTAL			400

Fuente: SENER Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos (marzo 2019)

La distribución en México de los nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos se muestra a continuación:



Con el objetivo de suministrar a la población en el territorio nacional, los petrolíferos producidos o importados son transportados desde su punto de origen, que puede ser una refinería, una terminal marítima o un punto de internación, a las terminales de almacenamiento que suministran las estaciones de servicio.

Política pública de almacenamiento

Hasta el 2019, el país contaba con aproximadamente tres días de inventarios de gasolina, turbosina y diésel. El objetivo de la Política Pública de Almacenamiento Mínimo emitida por la SENER es estimular el desarrollo de infraestructura que ofrezca mayor seguridad energética. Con la última actualización de esta Política Pública, del 6 de diciembre de 2019, se determinó una meta nacional homogénea, a partir del 1 de julio de 2020 y hasta 2025, para que los comercializadores y los distribuidores mantengan un mínimo de 5 días para gasolina y diésel, 1.5 días para turbosina almacenados en los aeropuertos y/o aeródromos y 1.5 días adicionales como promedio mensual, ubicados en cualquier otra terminal de almacenamiento en el territorio nacional. Esta política se encuentra vigente y debe ser cubierta por todos los comercializadores en el mercado nacional.

El sector de generación de energía en México

Antes de la reforma energética la participación privada estaba permitida solo en actividades que la ley no consideraba como “servicio público” como los PIEs y la de autoabastecimiento. Como resultado de la reforma energética, el sector privado en México tiene permitido participar en la mayor parte de la cadena de producción de la industria eléctrica, sujeto a cierta regulación. El sector privado puede participar en la construcción y operación de plantas generadoras de electricidad, así como en la comercialización de electricidad y competir en el mercado eléctrico mayorista y/o directamente suministrando al sector productivo. Aunque la transmisión y distribución de electricidad son controladas por el estado mexicano, el sector privado puede participar en esas

actividades mediante contratos de servicios o por medio de asociaciones. La venta en suministro básico (principalmente pequeños y medianos clientes) se mantendrá principalmente atendida por CFE, mientras que los usuarios calificados (grandes clientes con más de 1 MW de demanda) pueden comprar energía eléctrica de cualquier generador de energía o Suministrador Calificado mediante un mercado eléctrico mayorista regulado. De acuerdo con el Informe Anual 2020 de CFE, en 2020 los clientes de ésta aumentaron a 45.6 millones, representando un crecimiento del 2.5% respecto a 2019. Los sectores tarifarios "Doméstico Bajo Consumo" e "Industrial" fueron los de mayor crecimiento (3.2% y 1.52%, respectivamente) con respecto a 2019. Asimismo, el sector "Industrial" y "Doméstico Bajo Consumo" fueron los que representaron mayores ventas de energía (GWh) a la empresa estatal con 105,872 GWh Y 67,012 GWh, respectivamente.

Al cierre de diciembre de 2020, de acuerdo al PRODESEN 2021-2035, la energía inyectada del SEN fue de 312,347 GWh, de los cuales el 27.85% provino de energías limpias.

Para diciembre de 2019, de acuerdo al programa de desarrollo del SEN, la generación fue de 317,820 GWh, un 0.17% mayor que en 2018 (317,278 GWh), la generación con tecnologías limpias se incrementó 0.28% con respecto a 2018, la cual se dio principalmente en base de generación hidroeléctrica la cual aportó un 7.4% del total producido, la eólica con 5.4% y solar con un 2.6%.

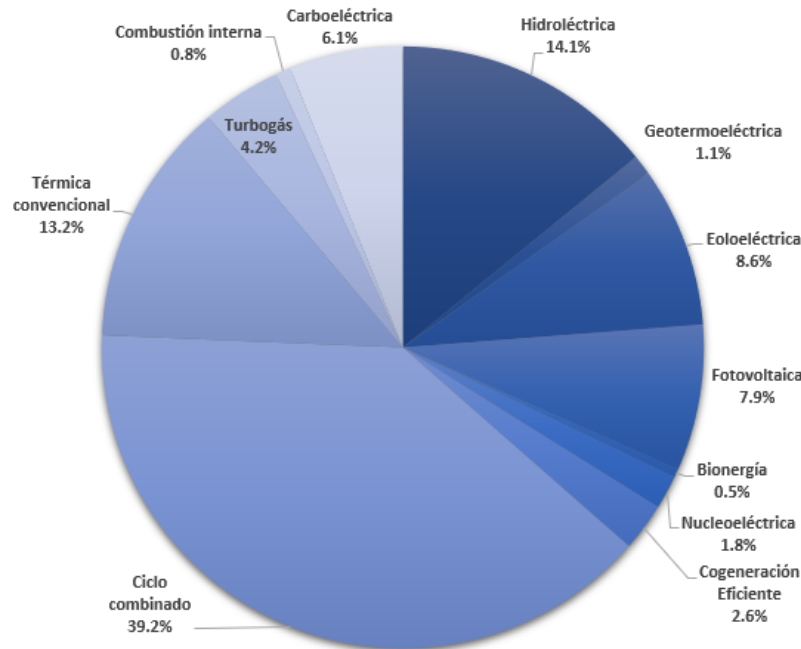
Al cierre del ejercicio 2021, se encuentran vigentes 1,266 permisos de generación, de los cuales 643 correspondieron a permisos de generación otorgados bajo la ley previa y el resto a permisos de generación bajo la nueva ley, lo que representa el interés en el mercado eléctrico mexicano.

La siguiente tabla muestra la Capacidad instalada de CFE y permisionarios (MW) a octubre de 2021:

Tecnología/fuente de energía	2020	2021
Hidroeléctrica	12,612	12,614
Geotérmica	951	976
Eoloeléctrica	6,504	7,691
Fotovoltaica	5,149	7,026
Bionergía	378	408
Suma limpia renovable	25,594	28,715
Nucleoeléctrica	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente	2,305	2,309
Suma limpia no renovable	3,913	3,917
Total energía limpia	29,507	32,632
%	35.5	36.47
Ciclo combinado	31,948	35,060
Térmica convencional	11,809	11,809
Turbogás	3,545	3,781
Combustión interna	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463
Total	83,122	89,480

Fuente: PRODESEN 2021-2035

La siguiente gráfica muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología a abril de 2021:



Fuente: PRODESEN 2021-2035

Antes de la reforma energética, además del programa de los PIE, el sector privado podía participar en la cogeneración, autoabastecimiento, importación, exportación y pequeña producción (es decir, la producción de menos de 30 MW para su venta a la CFE o su exportación) de electricidad. Todos los proyectos de generación de energía eléctrica requieren un permiso de la CRE, cuando la capacidad de generación de energía eléctrica iguala o excede 0.5 MW. A estos contratos se les denominó “Contratos Legados” por estar regulados bajo el régimen anterior, estos tienen la opción de conservar sus obligaciones y beneficios del régimen previo o de migrar total o parcialmente a la nueva ley.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de permisionarios (MW)

Tecnología/fuente de energía	CFE	CFE-PIE	Privado	PEMEX
Hidroeléctrica	12,125		489	
Geotérmica	951		25	
Eoloeléctrica	86	613	6,993	
Fotovoltaica	6		7,050	
Bionergía			408	
Nucleoeléctrica	1,608			
Cogeneración Eficiente			1,942	367
Ciclo combinado	10,959	16,076	8,025	
Térmica convencional	10,448		939	422
Turbogás	2,945		815	131
Combustión interna	355		379	
Carboeléctrica	5,463			

Fuente: Elaboración propia con información del PAMRNT (Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista) 2021-2035

La siguiente tabla muestra la evolución de la producción de energía de los últimos cuatro años:

Tecnología/fuente de energía	2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	10.4%	7.4%	8.6%	8.9%
Geotérmica	1.6%	1.6%	1.5%	1.4%
Eoloeléctrica	4.0%	5.3%	6.3%	7.7%
Fotovoltaica	0.7%	2.6%	4.3%	5.7%
Bionergía	0.2%	0.2%	0.2%	0.4%
Nucleoeléctrica	4.2%	3.4%	3.5%	3.3%
Cogeneración Eficiente	0.7%	1.0%	1.3%	1.0%
Ciclo combinado	52.7%	55.2%	59.4%	56.4%
Térmica convencional	12.7%	12.0%	7.2%	7.7%
Turbogás	3.1%	3.4%	2.8%	3.7%
Combustión interna	0.8%	1.0%	0.9%	0.6%
Carboeléctrica	8.8%	6.8%	4.0%	3.4%

Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN 2021-2035. Cifras de 2021 corresponden de enero a abril del 2021.

Al cierre del 2017 se llevaron a cabo tres subastas de largo plazo asociadas al mercado eléctrico mayorista, CENACE adjudicó 20.6 millones de CELs, 19.8 millones de MWh en energía, y 1.8 GW de potencia, lo que representa una inversión de USD\$9,000 millones entre 2016 y 2020. Los contratos tendrán una duración de 15 años para la potencia y la energía, así como de 20 años para los contratos de CELs. Estas plantas de generación ayudarán a cumplir la meta de 35% de participación de energías limpias en 2024.

Cabe destacar que, en enero 2019, la SENER solicitó la cancelación de la cuarta subasta bajo el oficio SENER100/2019/075. Posteriormente, desde noviembre 2019 y bajo el oficio SENER.100/2019/890, las subastas permanecen suspendidas y su reanudación está sujeta a consideración de la SENER.

En cuanto a los CELs, en octubre 2019 se publicó un acuerdo en el Diario Oficial de la Federación que modifica los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de estos y sus requisitos. Como resultado, se amplió la gama de centrales eléctricas que son sujetos de obtención de los certificados, aumentando así la oferta de estos. Ante este cambio, el Poder Judicial de la Federación otorgó algunas suspensiones a estas medidas en respuesta a varias solicitudes de amparo que se presentaron por parte de diversos participantes del mercado eléctrico.

Fuentes de energía limpia

La reforma del sector energía en 1992 permitió por primera vez la participación del sector privado en la construcción y operación de plantas que usan energía limpia. Sin embargo, el uso de este tipo de energía se ha estancado en comparación con el de las fuentes de origen fósil. Esto se debe en parte a la falta de una estructura integral capaz de resolver la gran cantidad de impedimentos existentes, tales como los complicados permisos de uso de suelo, la insuficiencia de la infraestructura de transmisión y las ventajas en costos que impedían a la CFE comprar electricidad a precios más altos.

En la última década, México se ha esforzado por desarrollar y promover el consumo de combustibles que no sean de origen fósil y avanzar en el desarrollo de una matriz de energía más diversificada. La LTE publicada el 24 de diciembre de 2015, tiene como objeto regular el uso de energía sustentable, así como obligaciones relacionadas con energías limpias y la reducción de emisiones de contaminantes a la atmósfera en la industria eléctrica. Esta ley convirtió a México en el segundo país a nivel mundial, tan sólo detrás del Reino Unido, en adoptar políticas obligatorias en materia climatológica. Las empresas del sector privado que estén bien posicionadas para aprovechar estas tendencias tendrán la posibilidad de reportar importantes niveles de crecimiento a medida que las necesidades de electricidad del país continúen creciendo y éste adopte un régimen de tecnologías limpias.

A largo plazo, las fuentes de energía limpia pueden ayudar a balancear la cartera de electricidad del país y a reducir su dependencia de insumos sujetos a alta volatilidad en cuanto a precios. La LTE establece que para 2021, por lo menos 30% de la electricidad en México deberá ser generada por fuentes limpias, incrementando al 35% en 2024. Además, en la medida en que el gobierno logre implementar los incentivos necesarios y la regulación aplicable, lo anterior también puede representar nuevas oportunidades de inversión.

México cuenta con una gran variedad de fuentes de energía limpia, incluyendo energía eólica, geotérmica, solar e hidroeléctrica. El país es especialmente rico en recursos eólicos y solares. La Asociación Mexicana de Energía Eólica, A.C. estima que el país cuenta con una inversión aproximada de USD\$6,900 millones desde 2004, resultando una capacidad de 3,527 MW de energía, y esperando que dicha capacidad crezca a 12,000 MW entre 2020 y 2022.

De acuerdo a datos del PRODESEN 2021-2035, al cierre de 2019, la producción de energía en México (por parte de la CFE, PIE y resto de permisionarios) alcanzó los 317,820 GWh, de los cuales 74,570 GWh es Energía Limpia (23.46%) proveniente de generación Eoloeléctrica, FV-Solar, Bioenergía, Cogeneración Eficiente, Geotérmica, Hidroeléctrica y Núcleo eléctrica. Mientras que la producción de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2020 fue 312,347 GWh, con 86,988 GWh de Energía Limpia (27.85%), se considera el 100% de la cogeneración eficiente como Energía Limpia como se venía considerando en los anteriores Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional de 2015-2029 a 2019-2033. Del 01 de enero al 30 de abril de 2021, se tiene una producción de energía eléctrica de 99,097 GWh de Energía Limpia (30.12%)

La siguiente tabla muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología del año 2020 al 2021.

Tecnología/fuente de energía	2020	2021
Hidroeléctrica	12,612	12,614
Geotérmica	951	976
Eoloeléctrica	6,504	7,691
Fotovoltaica	5,149	7,026
Bionergía	378	408
Nucleoeléctrica	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente	2,305	2,309
Ciclo combinado	31,948	35,060
Térmica convencional	11,809	11,809
Turbogás	3,545	3,781
Combustión interna	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463
Total	83,122	89,479

Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN 2021-2035

En la siguiente ilustración se puede observar la capacidad instalada de las centrales en operación y en pruebas (MW) por Gerencia de Control Regional (GCR) al 30 de junio de 2021, en la GCR. Occidental y Oriental, la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.



A continuación, se muestra una tabla que ilustra el aumento en la capacidad instalada para 2021 por tipo de tecnología.

Tecnología/fuente de energía	MW
Geotermoeléctrica	25
Eoloeléctrica	1,187
Fotovoltaica	1,906
Bionergía	30
Cogeneración Eficiente	5
Ciclo combinado	3,113
Turbogás	346
Hidroeléctrica	2.2

Fuente: Elaboración propia con información del PAMRNT 2021-2035

Conforme a la reforma energética, ciertas obligaciones del uso de energías limpias se volvieron aplicables a los participantes en el mercado de energía eléctrica. Los CELs serán emitidos a “generadores de energías limpias”. Los generadores de energía eléctrica podrán recibir un crédito de energía limpia por cada MWh generado en plantas de energía limpia. Estos certificados serán negociables a través del mercado eléctrico mayorista, contratos bilaterales de largo plazo y en el mercado “spot”. La obligación de consumir energías limpias fue exigible a partir del 2018; para dicho año, SENER ha establecido que al menos el 5% de la energía consumida debe provenir de fuentes de energía limpia y que el déficit se debe compensar con CELs. Asimismo, SENER estableció que para los años 2020, 2021 y 2022 la energía consumida debe provenir de fuentes de energía limpia y el déficit se debe compensar con CELs en un orden del 7.4%, 10.9% y 13.9%, respectivamente.

Asimismo, la LTE abrió la posibilidad de que grandes consumidores celebren contratos voluntarios con la SENER, a través de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, para reducir la intensidad de la energía en sus actividades. Adicionalmente, la LTE ha creado un mecanismo de certificación voluntaria de “Excelencia en Eficiencia Energética” a efecto de identificar y promover productos que hagan sustentable y eficiente el uso de la energía.

Crecimiento de los sectores nacionales del gas natural y la electricidad

La SENER y el CENACE estimaron que la demanda de electricidad continuará creciendo a un ritmo del 3.1% anual promedio hasta 2032, por lo cual la infraestructura actual es insuficiente para satisfacer las necesidades del país a futuro para el suministro de electricidad y consecuentemente, requerirá la ampliación de los sistemas de gasoductos y de almacenamiento de energéticos. Para solventar las necesidades se requerirá la ampliación de los sistemas de gasoductos, almacenamiento de energéticos, capacidad de generación, así como importantes inversiones en transmisión y distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con información del Sistema de Información Energética y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en 2020, la demanda de gas natural fue de 7,884 mmpcd y para el 2033, de acuerdo con Segundo Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024, la demanda proyectada de gas natural será de 10,259 mmpcd representando un incremento del 30%.

Por otra parte, se pronostica que la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 2.8% en los próximos 14 años, esperándose que la demanda máxima en el Sistema Interconectado Nacional crezca 2.8%, 3.14% en Baja California y 3.5% en Baja California Sur.

El crecimiento del consumo ya constituye un reto para México. La Compañía considera que la construcción de nueva infraestructura de gasoductos y/o la construcción de nueva capacidad de importación de gas natural y/o la ampliación de la capacidad actual, son imperativas para el desarrollo económico del país a corto y mediano plazo y en última instancia generarán oportunidades para los participantes en la industria.

La Compañía prevé que la introducción de la infraestructura de gas natural fomentará el crecimiento de nuevas industrias y representará una oportunidad para expansión adicional de gasoductos y para la diversificación de su base de clientes.

Panorama de la Industria

México tiene abundantes reservas de petróleo y gas natural, sin embargo, la baja inversión histórica en la exploración y producción ha limitado el suministro, y las limitaciones presupuestarias en relación con grandes proyectos de infraestructura como gasoductos de gas natural, líneas de transmisión, y plantas de generación ha obstaculizado el desarrollo de la infraestructura energética.

La Compañía espera que las dinámicas macroeconómicas actuales de México van a crear importantes oportunidades de crecimiento en la infraestructura energética en los siguientes años según la demanda de recursos energéticos continúe creciendo.

Nuevas estimaciones para el sector de negocio donde la Compañía opera, pudieran ser emitidas por las entidades y autoridades mencionadas en esta sección.

Dinámicas Regulatorias

En México, los sectores tanto de gas natural y electricidad son regulados e incluyen un alto nivel de participación del gobierno mexicano. En el sector de electricidad, el gobierno mexicano es propietario del 100% de la CFE, que era una entidad descentralizada del Gobierno Federal cuyo propósito es la planeación de la red de electricidad de México así como la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad. Como resultado de la reforma energética, la CFE dejó de ser un organismo público descentralizado y se convirtió en una empresa productiva del Estado pero administrada de manera independiente. Bajo el nuevo régimen, la planeación y control de la red se encuentra bajo la autoridad exclusiva del Gobierno Federal y se llevarán a cabo a través del CENACE, un nuevo órgano gubernamental que actuará como un operador independiente del sistema para el mercado mayorista de la energía eléctrica.

En el sector de gas natural, el gobierno es propietario del 100% de PEMEX y sus subsidiarias, incluyendo Pemex TRI. El principal objetivo de la reforma es permitir a PEMEX enfocarse en actividades de exploración y producción rentables mientras se atrae la inversión privada y se dinamiza la industria energética en los sectores de petróleo, gas y electricidad y servicios públicos.

Los cambios legislativos en México en los 90s en el sector energético crearon oportunidades de inversión significativas para el sector privado a partir de 1995, cuando la reforma regulatoria permitió que la inversión privada participará en el mercado de almacenamiento, transporte y en la distribución de gas natural.

En el sector de energía, antes de 1992 la CFE era la única responsable de la generación de energía eléctrica en México desde la nacionalización de la industria en 1960. Las reformas promulgadas en 1992 y legislación de 1997 permitieron la participación de capital privado en la construcción y operación de plantas de generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, la exportación o su venta a la CFE de conformidad con contratos de generación de electricidad a largo plazo y precio fijo, entre ellos, los PIE, que operan bajo contratos de “construcción propiedad y operación” (build, own, operate) que generalmente permiten 25 años de operación. La mayoría de los PIE recibe suministro de gas natural de la CFE bajo un contrato a largo plazo que iguala su plazo de operación. La Ley de la Industria Eléctrica permite la generación y comercialización por el sector privado sujeto a la obtención de un permiso bajo un mercado abierto regulado. Véase “Legislación Aplicable y Situación Tributaria”.

Tanto IEnova como otras compañías del sector, han iniciado juicios de amparo contra los cambios regulatorios y legales en materia de electricidad promovidos por el gobierno federal durante los últimos años. A la fecha se han logrado suspensiones definitivas y sentencias de primera instancia que impiden la aplicación de las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica, la resolución número RES/893/2020, mediante la cual se modifican las tarifas de los servicios de transmisión de energía eléctrica, a

precios de 2018, aplicadas por CFE Intermediación de Contratos Legados, así como contra las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación eléctrica o suministro eléctrico* contenidas en la RES/1094/2020 y recientemente se inició un juicio de amparo contra el nuevo Código de Red publicado el 31 de diciembre de 2021.

Asimismo, cabe señalar que los parques eólicos Ventika I y Ventika II, cuentan con una sentencia firme contra la resolución número RES/893/2020.

Las suspensiones y sentencias de primera instancia aludidas conservarán su vigencia hasta que los jueces y tribunales competentes resuelvan de fondo los correspondientes juicios de amparo. Esta condición se actualizará cuando suceda alguno de los supuestos siguientes: (i) se dicte sentencia firme en las demandas de amparo promovidas por las filiales de IEnova, (ii) se resuelvan las demandas de amparo promovidas por organizaciones no gubernamentales tales como Greenpeace y Defensa Colectiva, entre otros o (iii) la Suprema Corte de Justicia de la Nación se pronuncie sobre las controversias constitucionales presentadas por instituciones autónomas (por ejemplo COFECE) o por diferentes gobiernos estatales. (En el caso (i) el juez o tribunal debe resolver sobre el amparo a menos que la autoridad responsable deje sin efectos el acto que fue reclamado en juicio. Así aconteció con la *Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional*, emitida por la SENER, misma que fue declarada inconstitucional por la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación y por diversos juzgados, obligando a la SENER a dejar sin efectos dicha política.

Adicionalmente, en relación con estos temas, las compañías extranjeras cuyos capitales sean de nacionalidades con las que México ha celebrado tratados de libre comercio, pueden acogerse a procedimientos de solución de controversias incluidos en el TLCAN, TMEC, TLCUEN, entre otros. Véase “Legislación Aplicable y Situación Tributaria” y “Factores de Riesgo - La Compañía no puede predecir el impacto que las reformas al marco regulatorio aplicable en materia de energía tendrán en sus actividades.”

Finalmente, es de destacarse que actualmente se discute en el Congreso de la Unión una propuesta de reforma constitucional en materia de energía y más ampliamente en electricidad, la cual requiere de una mayoría calificada en ambas cámaras para ser aprobada, mayoría que ningún partido tienen en este momento, por lo que para su aprobación se requiere del consenso de todas las fuerzas políticas.

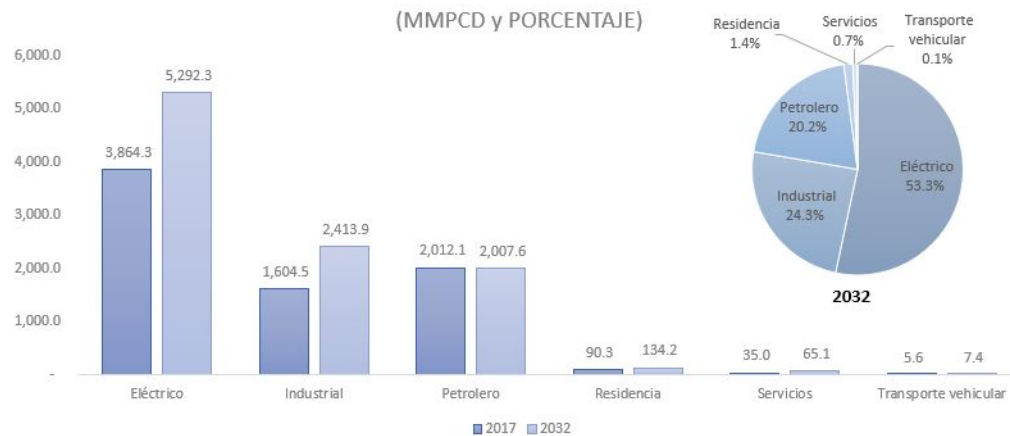
Dinámica de la Demanda

Al cierre de 2020, el consumo final del SEN se ubicó en 266,602 GWh, lo que representó una disminución de 3% respecto al año anterior.

Se estima que en 2033 la demanda de gas natural sea de 10,259 mmpcd, lo que representará un incremento de 30% respecto a 2020. El sector eléctrico continuará liderando la demanda nacional, derivado del continuo aprovechamiento de gas natural asociado a la conversión de plantas de generación eléctrica, al avance en proyectos de instalación de centrales a ciclo combinado y a la ampliación de la infraestructura de la red de gasoductos.

Se estima que para el 2032 el sector eléctrico consumirá el 53.3% de la demanda total de gas natural, lo que corresponderá a un volumen de 5,292 mmpcd.

La siguiente imagen muestra la demanda por sector para el 2017 y el estimado para el 2032:



Fuente: SENER con información del Instituto Mexicano del Petróleo (Prospectiva de Gas Natural 2018-2032)

El consumo de gas natural pasará de 3,864 mmpcd a 5,292 mmpcd en 2032, lo que significará un incremento de 36.9% asociado a la evolución esperada de la capacidad instalada de centrales eléctricas de ciclo combinado y turbogas que estarán entrando en operación dentro de los siguientes años de estudio, de acuerdo a la Prospektiva de Gas Natural 2018-2032.

Dinámica del Suministro

No obstante, contar con importantes reservas de gas y estar situado en una región del mundo con importantes reservas, debido a una falta de infraestructura para el transporte de gas natural y niveles de extracción relativamente bajos se espera que las importaciones sigan representando casi el 50% de la demanda del país. Como un resultado del incremento en la demanda del gas natural, el SNG (el cual, previo a la reforma energética era controlado por Pemex TRI) se ha visto limitado en su capacidad, representando un riesgo significativo de interrupción de suministro de gas a consumidores de gas natural.

Panorama de Competencia

En general, el panorama energético en México está altamente concentrado, con pocas compañías clave que representan una porción significativa del mercado en cada segmento. En el mercado de gasoductos de gas natural, las cinco compañías más grandes representan más del 85% del mercado. La Compañía controla el 37% del mercado (por capacidad de diseño).

Competencia

Segmento Gas

Negocio de Ductos

Los principales competidores de la Compañía en el negocio de ductos de gas natural son TC Energy, Kinder Morgan, Engie, Fermaca, Simsa y Grupo Carso. Estos competidores podrían participar en el desarrollo de proyectos que compitan con aquellos que busque desarrollar la Compañía y participar en procesos licitatorios que pudiera realizar alguna entidad de gobierno.

Negocio de Distribución de Gas Natural

Los principales competidores del negocio de distribución de la Compañía son los distribuidores de Gas LP que suministran dicho insumo directamente a los clientes, generalmente por medio de camiones, para su almacenamiento en sus propios inmuebles. El negocio de distribución de la Compañía traspassa a sus clientes el precio de dicho insumo en los mercados internacionales, mientras que el precio del Gas LP con el que compite, liberado a mercado en 2017, recientemente fue nuevamente regulado bajo un esquema de precio máximo. El gas natural ofrecido por el negocio de distribución de la Compañía compite con el Gas LP no sólo en términos de precio sino también en cuanto a seguridad, conveniencia e impacto ambiental. A diferencia del Gas LP, el gas natural es más ligero que el aire y, por tanto, se puede dispersar con mayor facilidad, reduciendo el riesgo de explosión. Además, en virtud de que la Compañía suministra gas natural a sus clientes en forma ininterrumpida, en el momento en que éstos lo requieren; y de que, a diferencia del Gas LP, el uso del gas natural no requiere que los clientes almacenen el insumo, la Compañía considera que su producto es percibido por sus clientes como más conveniente que el Gas LP. Por último, dado que el gas natural se quema en forma más limpia que el Gas LP y no emite óxidos de azufre o partículas, la Compañía considera que su producto también es percibido por sus clientes como una alternativa más saludable para el medio ambiente que el Gas LP. A pesar de estas ventajas, muchos posibles clientes continúan utilizando Gas LP debido a los costos involucrados en el equipamiento de sus hogares o establecimientos para utilizar gas natural.

Además de lo anterior, debido a que el período de exclusividad de 12 años para las zonas de distribución de la Compañía venció en 2011 y a la reciente creación de la zona geográfica única, que permitirá a los distribuidores de gas natural expandir sus redes en cualquier parte del territorio nacional, lo cual además de significar oportunidades para la expansión de la distribuidora, puede significar un riesgo al enfrentar competencia de otros distribuidores de gas natural.

La capacidad está sujeta a obtener una opinión favorable de parte de la COFECE en caso de que busque hacer una interconexión con Gasoducto Rosarito dada la posible integración vertical en la que pudieran incurrir.

Segmento Almacenamiento

Negocio de Regasificación de GNL

Actualmente, la Terminal de GNL no enfrenta competencia alguna debido a que su capacidad total está contratada a través de contratos a largo plazo que le generan ingresos independientemente de que sus clientes entreguen o no entreguen embarques de GNL. En el supuesto de que la Compañía cuente con capacidad de almacenamiento disponible en la Terminal de GNL, tendrá que competir para atraer clientes que deseen suministrar gas natural en el norte del país y en los Estados Unidos. Actualmente, las únicas otras terminales de regasificación en la costa oeste de Norte y Sudamérica son Manzanillo LNG (perteneciente a KOGAS, Mitsui y Samsung), en el estado de Colima; LNG Mejillones (perteneciente a Engie y Codelco), en Chile; y LNG Quintero (perteneciente a BG Group, ENAP, Endesa Chile y Metrogas), también ubicada en Chile. Estas terminales atienden mercados en los que la Compañía no participa.

Negocio de Productos Refinados

Dentro de los nuevos proyectos de almacenamiento de petrolíferos del país, la Compañía está en proceso de inicio de operaciones, desarrollo o construcción de siete proyectos de almacenamiento de productos refinados, de los cuales, cuatro son terminales de almacenamiento marítimas y tres terrestres, en su conjunto cuentan con una capacidad nominal de almacenamiento de aproximadamente 8 millones de barriles. Al igual que la Compañía, otras empresas como Grupo Simsa, Bulkmatic, Grupo México, Vopak, entre otras, se encuentran desarrollando su propia infraestructura para garantizar la eficiencia en la logística nacional de petrolíferos.

Negocio de Gas LP

Actualmente, dentro de los proyectos de almacenamiento de Gas LP, la Compañía cuenta con dos activos, TDN, ubicado a las afueras de Guadalajara, Jalisco y el sistema de transporte TDF, en el estado de Nuevo León, ambos en fase operativa. Existe

infraestructura desarrollada por Pemex Logística, Almacenadora de Gas Comercial, Zeta Gas y Gas Silza, entre otros, en diferentes estados de la República para el almacenamiento de Gas LP.

Segmento Electricidad

La Compañía compite en diferentes segmentos de generación eléctrica como se describe a continuación:

Parques solares

Los principales competidores de la Compañía en el negocio de parques solares son Enel, Engie y X-elio. Estos competidores podrían participar en el desarrollo de proyectos que compitan con aquellos que busque desarrollar la Compañía y participar en procesos licitatorios que pudiera realizar alguna entidad de gobierno o privado.

Parques Eólicos

La Compañía compite directamente con otras generadoras y comercializadoras que atienden los mercados de las regiones en las que opera, en México y Estados Unidos. Estos competidores pueden incluir empresas generadoras paraestatales, distribuidoras locales con capacidad de generación propia y otras empresas privadas dedicadas a la generación y comercialización de electricidad.

En México, las empresas que presentan mayor competencia en generación eólica son: Enel, Acciona, Cúbico e Iberdrola. El proyecto de la Compañía, Ventika, no está expuesto a los precios de mercado ya que su generación y capacidad está prácticamente contratada en su totalidad.

En California, E.U.A., la Compañía compite con diferentes desarrolladores tales como: Terra-Gen, Salka-Energy, Pattern Energy Group, Iberdrola Renewables.

Los principales elementos de la competencia son el precio, la disponibilidad, los términos del servicio, la flexibilidad y la confiabilidad. La oferta y la demanda de electricidad se ven afectadas por el nivel de actividad económica en general, las medidas de conservación, la legislación, la regulación ambiental, las condiciones climáticas y las ampliaciones de la capacidad de generación, entre otros factores.

Ciclo Combinado

Por lo que respecta a la operación de TDM, esta participa activamente en el mercado mayorista de electricidad de California, este es un sistema que permite compras-ventas principalmente a través de ofertas de día en adelante y el desbalance en transacciones de tiempo real; también es posible lograr negociación a corto, mediano o largo plazo, generalmente en forma de transacciones financieras. En este mercado los principios de la oferta y demanda son utilizados para establecer el precio, hasta lograr cumplir con la demanda de electricidad necesaria, y considerando las características de la red de transmisión eléctrica y sus equipos asociados. Los principales competidores de TDM en el mercado eléctrico de California son: NextEra, Calpine, Pacific Gas and Electric Company y Saavi, entre otros.

Estructura corporativa:

ix) Estructura Corporativa

IEnova es una sociedad controladora que es propietaria directa o indirectamente de las siguientes subsidiarias:

a.Segmento de Gas

Denominación Social / Subsidiaria	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
Ecogas México, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Gasoductos México, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Marketing, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ductos e Infraestructura del Norte, S. de R.L. de C.V. (antes Ductos e Infraestructura Marina, S. de R. L. de C. V.)	100.00
IEnova Pipelines, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Infraestructura Marina Holding, B.V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, LLC	100.00
Sempra Ecogas Holdings, LLC	100.00
Ecogas Móvil, S.A.P.I. de C.V.	100.00

Denominación Social / Negocio Conjunto	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V. ¹	0.00011
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. ²	0.00011
Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V.	40.00

b.Segmento de Almacenamiento

Denominación Social / Subsidiaria	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Gas, S. de R.L. de C.V.	100.00
Transportadora del Norte SH, S. de R.L. de C.V.	100.00
TDF, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Petroleum Liquids Holding, B.V.	100.00
IEnova Petrolíferos Holding, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Petrolíferos III, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Petrolíferos IV, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Petrolíferos V, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Petrolíferos VI, S. de R.L. de C.V.	100.00
ICM Ventures Holding, B. V.	100.00
TP Terminals, S. de R. L. de C.V.	100.00
ESJ Renovable III, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Midstream Holding, B.V. (antes IEnova Renewable Holding II, B. V.)	100.00
IEnova IGP, S.A.P.I. de C.V.	100.00
IEnova Infraestructura Petrolera, S.A.P.I. de C.V.	100.00

Denominación Social / Negocio Conjunto	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
ECA LNG Holdings, B. V.	41.70
ECA Operator Holdings, B.V.	50.00

c.Segmento de Electricidad

Denominación Social / Subsidiaria	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	100.00
Termoelectrica US, LLC	100.00
Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Ventika Holding, B.V.	100.00
IEnova Ventika Holding II, B.V.	100.00
IEnova Ventika México, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Ventika México II, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ventika, S.A.P.I. de C.V. ³	100.00
Ventika II, S.A.P.I. de C.V. ⁴	100.00
ESJ Renovable I, S. de R.L. de C.V.	100.00

ESJ Renovable II, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ventika Energy B.V.	100.00
Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V. ⁵	100.00
IG Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.	100.00
Energía Sierra Juarez 2, US, LLC	100.00
Energía Sierra Juárez 2, S. de R.L. de C.V.	100.00
Energía Sierra Juárez Holding, S. de R.L. de C.V.	100.00
Servicios ESJ, S. de R.L. de C.V.	100.00
ESJ Energy B.V.	100.00
Don Diego Solar Holding, S. de R.L. de C.V.	100.00
Don Diego Solar, S.A.P.I. de C.V. ⁶	100.00
Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C.V. ⁷	100.00
Don Diego Solar Netherlands, B. V.	100.00
IEnova Suministro Calificado, S. de R.L. de C.V.	100.00
Eólica Cimarrón, S. A. P. I. de C. V.	100.00
Cucapa Almacenamiento, S. A. P. I. de C. V.	100.00
Renewables Portfolio Minority B. V.	100.00

d.Segmento Corporativo

Denominación Social / Subsidiaria	Porcentaje de Tenencia Accionaria (%)
IEnova Holdco, S. de R. L. de C. V	100.00
Fundación IEnova, A.C.	100.00
Inmobiliaria IEnova, S. de R. L. de C. V.	100.00
Servicios DGN de Chihuahua, S.A. de C.V.	100.00
Servicios Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	100.00
Gasoductos Ingeniería, S. de R.L. de C.V.	100.00
Servicios Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	100.00

1. IEnova posee el 0.00011% mediante la subsidiaria Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V., el 99.99998082%; una parte de las partes sociales están otorgadas en prenda en favor de Banco Santander, (México), S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero Santander (México) y otras están aportadas a un fideicomiso con CIBANCO, S.A. Institución de Banca Múltiple, (causahabiente final de Deutsche Bank México, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria), como fiduciario y el resto lo poseen sociedades externas.

2. Ídem

3. Existen acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. Cemex, DeAcero, Oxxo, entre otros, poseen este tipo de acciones.

4. Existen acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. Cemex, DeAcero, Oxxo, entre otros, poseen este tipo de acciones.

5. Existen acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. DeAcero, Liverpool, Scotiabank, Autlán, sociedades subsidiarias de IEnova, entre otros, poseen este tipo de acciones.

6. Existen acciones Serie “BN” para autoabastecer energía eléctrica. Scotiabank, Autlán, sociedades subsidiarias de IEnova, entre otras, poseen este tipo de acciones.

Descripción de los principales activos:

x) Descripción de los principales activos

El siguiente mapa muestra la ubicación de los activos de la Compañía:



Segmento Gas

El segmento Gas de la Compañía incluye (1) el negocio de ductos, que incluye el transporte por medio de ductos de gas natural y etano, (2) venta de gas natural y (3) la distribución de gas natural. Una descripción más detallada de cada uno de los negocios dentro del segmento Gas se presenta más adelante.

Negocio de Ductos

Panorama General

La Compañía es propietaria y operadora de sistemas de recepción, transporte, compresión y entrega de gas natural y etano, que incluyen más de 2,900 km de ductos para gas natural en operación y aproximadamente 200 km en construcción, 224 km de ductos de etano, dieciséis estaciones de compresión de gas natural en operación y una en construcción con una potencia total instalada superior a los 786,000 caballos de fuerza. Estos activos se encuentran en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Durango, Nuevo León, Sinaloa, Sonora, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.

- Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Gasoducto TGN, Gasoducto de Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro - Samalayuca, el Gasoducto Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los Ramones I, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan.

Los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía cuentan con una capacidad de diseño en transporte total de más de 16,400 mmpcd (171.0 mmthd) en operación y aproximadamente 500 mmpcd (5.2 mmthd) en construcción, los ductos de etano con capacidades de transporte de aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd), en el primer segmento, de aproximadamente 152 mmpcd (1.8 mmthd) en el segundo segmento, y de aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento.

La mayor parte de los sistemas de transporte y las estaciones de compresión, tienen celebrados contratos de transporte en base firme a largo plazo con algunas de las principales empresas que participan en la industria, incluyendo CFE, Saavi Energía, Shell, Gazprom, TC Energy y CENAGAS como cesionario de Pemex TRI.

Contratos de Servicios de Transporte en base firme de ductos

La Compañía tiene celebrados contratos de servicio de transporte en base firme a largo plazo con varios clientes para todos sus sistemas los cuales representan la principal fuente de ingresos del negocio de ductos. De conformidad con estos contratos, la Compañía está obligada a suministrar a sus clientes servicios de transporte de determinadas cantidades diarias máximas de gas natural; y los clientes están obligados a pagar el importe correspondiente a dichas cantidades. Cada cliente paga un cargo mensual que incluye un componente fijo por concepto de la reserva de capacidad, y un componente variable basado en la cantidad de gas entregada, más el reembolso de los gastos relacionados con los servicios de transporte prestados. Una importante mayoría de los ingresos generados por estos contratos deriva del componente fijo por concepto de reserva, que los clientes están obligados a pagar independientemente de que utilicen o no la capacidad contratada.

La mayoría de estos contratos tienen tarifas fijas en Dólares inferiores a las tarifas reguladas autorizadas por la CRE. La CRE establece (y ajusta periódicamente) las tarifas máximas reguladas que la Compañía puede cobrar a los usuarios en general. Tratándose de los contratos que prevén el pago de la tarifa máxima permitida por la CRE, de acuerdo con la Directiva de Precios y Tarifas emitida por dicha autoridad, el cargo se ajusta anualmente con base en la inflación y la variación en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar.

La mayoría de los contratos de transporte en base firme de la Compañía también exigen que el cliente otorgue una garantía financiera o una carta de crédito para garantizar el cumplimiento de los términos establecidos en su contrato. En virtud de que la mayoría de los sistemas de transporte de gas de la Compañía son sistemas de acceso abierto, la capacidad no utilizada puede venderse a los clientes o a terceros mediante contratos de servicios de transporte en base interrumpible. Aunque la Compañía ha celebrado contratos de transporte en base interrumpible con algunos de sus clientes, históricamente estos contratos no han tenido ningún efecto significativo en sus actividades y resultados de operación.

Activos de ductos

La siguiente tabla contiene un resumen de activos operativos y en construcción del negocio de ductos al 31 de diciembre de 2021, incluyendo negocios conjuntos.

Activos	% de propiedad	Longitud del sistema (km)	Capacidad de diseño (mmpcd)	% de capacidad contratada a largo plazo ⁽¹⁾	Compresión instalada (caballos de fuerza)	Fecha de inicio de operaciones
Transporte de Gas Natural						
Gasoducto Rosarito (Mainline, Yuma Lateral, LNG Spur y GRO Expansión)	100%	225,5,72,200 ⁽²⁾	534 - 190 - 2,600 - 513 ⁽³⁾	100% 42% 100% 95%	30,000-2,760-60,000 ⁽¹⁰⁾	Agosto de 2002
Gasoducto TGN	100%	45	940	100%	9,600	Junio de 2000 ⁽³⁾
Gasoducto Aguaprieta	100%	13	200	62% ⁽⁸⁾	N/A	Noviembre de 2002
Estación de Compresión Naco	100%	N/A	N/A	100%	14,300	Septiembre de 2001
Gasoducto Sonora (Sásabe-P. Libertad-Guaymas) (Guaymas-El Oro)	100%	835	812 510	100%	44,400-33,300 y 33,300 ⁽⁵⁾	Diciembre de 2014 Mayo de 2017 ⁽⁴⁾
Gasoducto San Fernando	100%	114	1,460	100%	95,500	Noviembre de 2003
Gasoducto Samalayuca	100%	37	322	79%	14,300 ⁽¹¹⁾	Diciembre de 1997
Gasoducto Los Ramones I	100%	116	2,100	100%	123,000	Diciembre de 2014
Gasoducto Ojinaga-El Encino	100%	220	1,356	100%	N/A	Junio de 2017
Gasoducto Los Ramones Norte ⁽⁶⁾	50%	452	1,430	100%	123,000	Febrero de 2016
Gasoducto San Isidro-Samalayuca	100%	23	1,135	100%	71,000	Marzo de 2017
Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan ⁽⁷⁾	40%	800	2,600	100%	132,000	Septiembre 2019
Gasoducto Ramal Empalme	100%	20	226	100%	N/A	Junio de 2017
Transporte de Etano						
Etanoducto	100%	224	52/152/106,000 Bbld ⁽⁹⁾	100%	N/A	Diciembre de 2015

(1) Refleja el porcentaje de capacidad contratada, que dependiendo del contrato puede estar expresada en volumen o por valores de poder calorífico (tales como la en unidades térmicas británicas). Aunque en ocasiones la Compañía presenta las cifras de capacidad de diseño y capacidad contratada, tanto en unidades de volumen como en poder calorífico para facilitar la comparación de los distintos negocios del segmento Gas, en virtud de las pequeñas diferencias que surgen al convertir estas cifras es posible que algunas de las cifras incluidas en este Reporte no coincidan exactamente con el porcentaje de capacidad contratada.

(2) El Gasoducto Rosarito consta de tres segmentos con distintas longitudes, diámetros y capacidades de transporte en operación y un nuevo segmento en construcción, conforme a lo descrito más adelante.

(3) El Gasoducto TGN incluye una ampliación que entró en operación en febrero de 2008.

(4) La sección Sásabe - Puerto Libertad - Guaymas del Gasoducto Sonora inició operación comercial en diciembre de 2014 y el segmento Guaymas El Oro inició operación comercial en mayo de 2017. El segmento Guaymas-El Oro del Gasoducto Sonora suspendió la operación en agosto 23 de 2017. Ver "Factores de Riesgo-Riesgos Asociados a las Actividades y la Industria de la Emisora - Desastres Naturales, accidentes, actos de terrorismo o criminales pueden tener un efecto adverso en el negocio, condición financiera, resultados de operación y flujo de efectivo".

(5) Las tres estaciones de compresión se encuentra en operación.

(6) Negocio conjunto con Brookfield.

(7) Negocio conjunto con TC Energy.

(8) El 25% de la capacidad del Gasoducto Aguaprieta es contratada a largo plazo.

(9) Aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd) en el primer segmento, aproximadamente 152 mmpcd (1.8 mmthd) en el segundo segmento, ambos de etano gas y aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento de etano líquido.

(10) Incluye dos estaciones de compresión en operación y una en construcción.

(11) Estación de Compresión Gloria a Dios que inició operación en octubre de 2001.

Gasoducto Rosarito

El sistema del Gasoducto Rosarito, ubicado en Baja California, está integrado por tres ductos con una longitud total de aproximadamente 302 km, así como por dos estaciones de compresión con una potencia total de 32,760 caballos de fuerza. El sistema, que es totalmente bidireccional, comienza en la válvula que lo interconecta con el sistema de transporte de North Baja Pipeline, filial de TC Energy, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos y concluye en la interconexión con el ducto TGN, propiedad de la Compañía, ubicada al sur de Tijuana. La capacidad bidireccional de este sistema le permite a la Compañía transportar gas natural suministrado ya sea por el mercado de gas natural de los Estados Unidos, o desde su Terminal de GNL. Los tres tramos que integran el sistema se conocen como “Rosarito Mainline”, “LNG Spur” y “Yuma Lateral”.

- Rosarito Mainline.* Este sistema, que se concluyó en 2002 con el objeto de suministrar gas natural procedente de los Estados Unidos a varias plantas generadoras de electricidad y clientes industriales en Baja California, está integrado por aproximadamente 225 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 534 mmpcd (5.6 mmthd).
- LNG Spur.* Este sistema se concluyó en 2008 y transporta el GNL regasificado proveniente de la Terminal de GNL, al sistema Rosarito Mainline para su posterior entrega tanto a plantas generadoras de electricidad y clientes industriales ubicados en México, como a sistemas de transporte de los Estados Unidos. El sistema está integrado por aproximadamente 72 km de ductos con 42 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 2,600 mmpcd (27.0 mmthd).
- Yuma Lateral.* Este sistema, que se concluyó en 2010 con el objeto de abastecer al mercado de la generación de electricidad del estado de Arizona en los Estados Unidos, está integrado por aproximadamente 5 km de ductos con 12 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 190 mmpcd (2.0 mmthd).

Gasoducto Rosarito también incluye la estación de compresión Algodones, con potencia de 30,000 caballos de fuerza instalada en el sistema Rosarito Mainline en la localidad de Algodones, Baja California, que incrementa la capacidad del sistema pero no genera ingresos directamente. Este sistema de transporte también incluye la Estación de Compresión La Jovita, de 2,760 caballos de fuerza de potencia instalada y que se encuentra actualmente en operación en un punto de interconexión con el segmento LNG Spur de este sistema.

La Compañía inició con el desarrollo de GRO Expansión, un gasoducto de aproximadamente 200 km y una estación de compresión de aproximadamente 60,000 caballos de fuerza de potencia instalada, proyecto que consiste en la ampliación y extensión de Gasoducto Rosarito para cubrir la demanda de transporte requerida para ECA Licuefacción *Mid-Scale*.

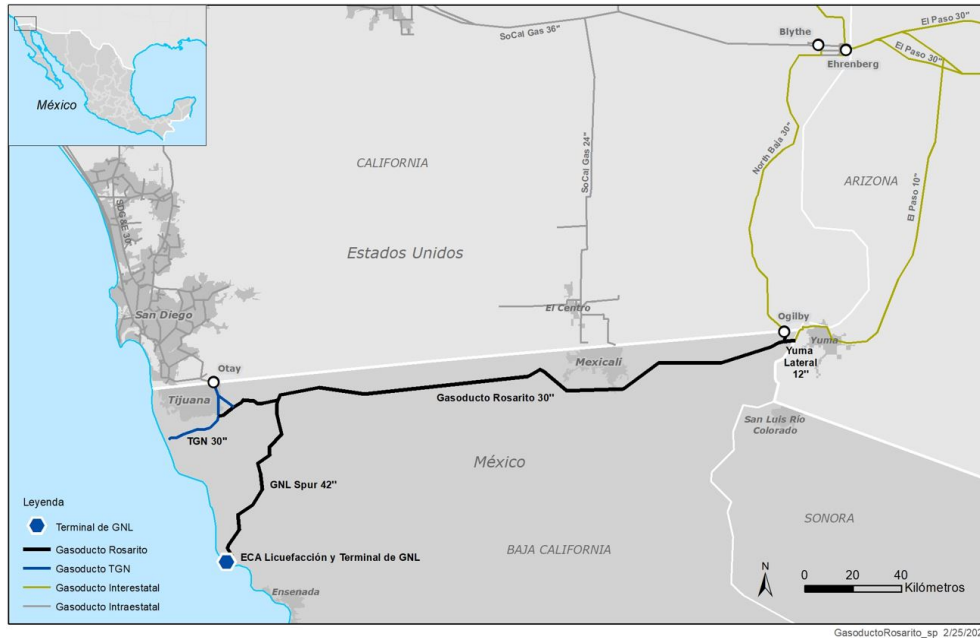
La Compañía tiene celebrados 19 contratos de servicio de transporte en base firme con los clientes de Gasoducto Rosarito, mismos que representan una capacidad diaria máxima total aproximada de 4,268 mmpcd (44.3 mmthd), contratada en una base firme. La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con algunos de los principales clientes del Gasoducto Rosarito.

Cliente	Objeto y Características	Fecha de Celebración	Vigencia	Capacidad Contratada (1)	Años Remanentes
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía) ⁽²⁾	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Transportadora de Gas Natural de Baja California y el sistema Gasoducto Rosarito Mainline hasta el punto de interconexión entre en el Sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline	15 de febrero de 2002 ⁽⁵⁾	20 años	190 mmpcd cantidad máxima diaria	1 año
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía) ⁽²⁾	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline hasta el punto de interconexión entre Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema Transportadora de Gas Natural de Baja California	15 de febrero de 2002 ⁽⁵⁾	20 años	210 mmpcd cantidad máxima diaria	1 año

Shell	Transporte de Gas Natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión con el sistema Gasoducto Rosarito Mainline	19 de junio de 2008	20 años	1,164 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años
Gazprom	Transporte de Gas Natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión con el sistema Gasoducto Rosarito y desde el punto de interconexión entre el sistema Transportadora de Gas Natural de Baja California y el sistema Gasoducto Rosarito Mainline hasta el punto de interconexión entre en el Sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline	14 de abril de 2009	20 años	142 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años
Termoeléctrica de Mexicali (subsidiaria de la Compañía) ⁽⁴⁾	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline hasta el punto de interconexión de la Termoeléctrica de Mexicali	26 de febrero 2002	20 años	100 mmpcd cantidad máxima diaria	2 años
Saavi	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline hasta el punto ubicado en las inmediaciones de la localidad de las Palmas, Mexicali, Baja California	28 de febrero de 2002	26 años	135 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía) ⁽²⁾	Transporte de Gas Natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión con el sistema Gasoducto Rosarito	1 de mayo de 2008	20 años	822 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años
ECA Liquefaction, S. de R.L. de C.V.	Transporte de Gas Natural desde la Interconexión entre el segmento Spur y Gasoducto Rosarito Mainline hasta la Terminal de GNL	19 de agosto de 2020 ⁽³⁾	20 años	485 mmpcd cantidad máxima diaria	20 años
ECA Liquefaction, S. de R.L. de C.V.	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Gasoducto Rosarito Mainline y el sistema de North Baja Pipeline hasta Futura interconexión entre la ampliación del sistema y el segmento SPUR.	19 de agosto de 2020 ⁽³⁾	20 años	485 mmpcd cantidad máxima diaria	20 años

- ⁽¹⁾ En algunos casos, la capacidad contratada indicada en esta tabla puede ser superior a la capacidad de diseño debido a las conexiones y otras limitaciones en diferentes componentes del sistema de Gasoducto Rosarito. Para efectos de esta tabla se utilizó un factor de conversión 1,000 btu/pie cúbico.
- ⁽²⁾ Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$125.8 millones respecto de las obligaciones de IEnova Marketing bajo sus contratos con el Gasoducto Rosarito. Actualmente, IEnova Marketing utiliza la capacidad contratada con estos sistemas para transportar el gas natural suministrado a sus clientes, que son la planta Presidente Juárez de la CFE, que cuenta con una potencia de 1,300 MW, y otros clientes industriales en Baja California. Véase la sección “-Segmento Gas - Gas natural licuado - Operaciones de compraventa de GNL y gas natural.”
- ⁽³⁾ La fecha de inicio de prestación del servicio será una vez que ECA Licuefacción *Mid-Scale* inicie operación comercial.
- ⁽⁴⁾ Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$29.4 millones respecto de las obligaciones de la Termoeléctrica de Mexicali bajo este contrato. Actualmente, la Termoeléctrica de Mexicali utiliza la capacidad contratada para alimentar sus propios generadores.
- ⁽⁵⁾ El último convenio modificatorio al contrato inicial tiene fecha de 1 de abril de 2014. Este contrato vence en 2022.

El siguiente mapa muestra las rutas de los tres segmentos de este sistema y las rutas del Gasoducto TGN:



Gasoducto TGN

El Gasoducto TGN transporta gas natural a la planta Presidente Juárez de la CFE, a clientes industriales de las áreas de Tijuana y Rosarito, y a su filial SDG&E en el área de la ciudad de San Diego, en el estado norteamericano de California. Este sistema totalmente bidireccional, que está integrado por aproximadamente 45 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 940 mmpcd (9.8 mmthd), se interconecta con el sistema de gasoductos del Gasoducto Rosarito, en Tijuana y se extiende hacia el norte para interconectarse con el sistema de gasoductos de SDG&E en la localidad de Otay Mesa, ubicada en el norte del cruce fronterizo con los Estados Unidos; y toma dirección suroeste para finalizar en la planta Presidente Juárez de la CFE en Rosarito, que tiene una potencia de 1,300 MW. El Gasoducto TGN incluye una estación de compresión con una potencia total instalada de 9,600 caballos de fuerza, ubicada en Rosarito, que incrementa la presión de entrega del sistema. El mapa que antecede muestra la ubicación del Gasoducto TGN.

La capacidad total del sistema está totalmente contratada a través de contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con sus clientes. La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los principales clientes del Gasoducto TGN:

Ciente	Objeto y Características	Fecha de Celebración	Vigencia	Capacidad Contratada	Años Remanentes
Shell	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Transportadora de Gas Natural de Baja California y el Sistema Gasoducto Rosarito Mainline hasta el punto de interconexión con San Diego Gas & Electric y Transportadora de Gas Natural de Baja California.	19 de junio de 2008	20 años	400 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía)(1)	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión entre el sistema Transportadora de Gas Natural de Baja California y el sistema Gasoducto Rosarito Mainline hasta el punto de interconexión con San Diego Gas & Electric y a un punto de interconexión con la planta Presidente Juárez en Rosarito, Baja California.	1 de mayo de 2008	20 años	540 mmpcd cantidad máxima diaria	7 años

⁽¹⁾ Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$45.6 millones respecto de las obligaciones de IEnova Marketing bajo este contrato. Actualmente, IEnova Marketing utiliza la capacidad contratada para transportar el gas natural suministrado a sus clientes, por ejemplo la planta Presidente Juárez de la CFE, que cuenta con una potencia de 1,300 MW. Además, de conformidad con el contrato celebrado con la CFE, esta última reembolsa a IEnova Marketing el importe correspondiente a la porción de la capacidad contratada utilizada para abastecer a la planta Presidente Juárez.

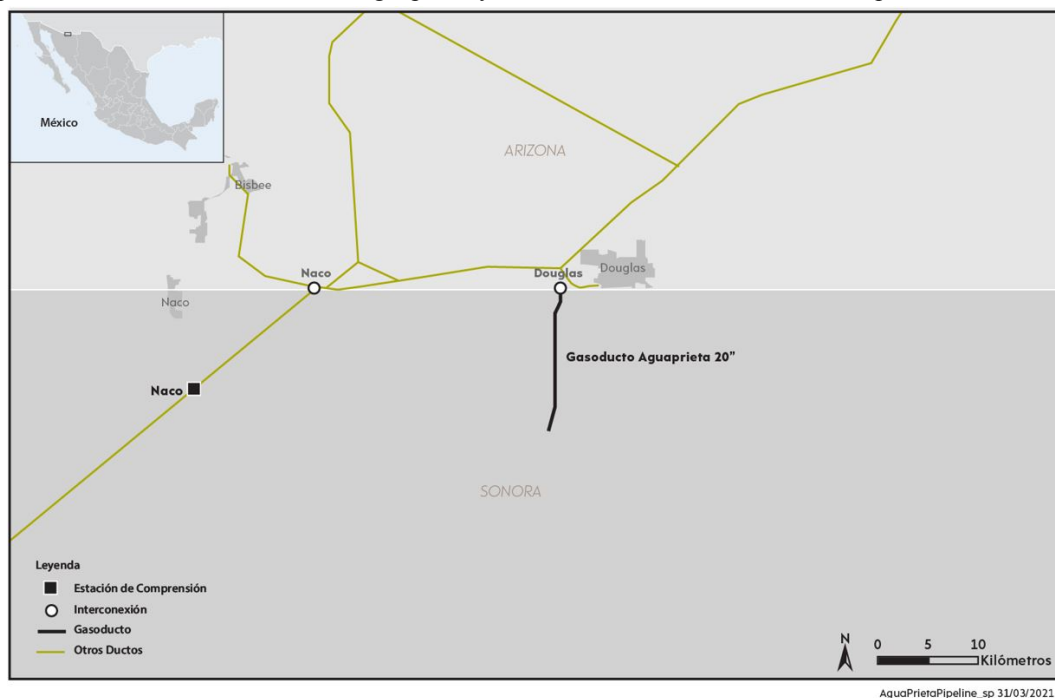
Gasoducto Aguaprieta

El Gasoducto Aguaprieta actualmente transporta gas natural para su principal cliente, Kinder Morgan, desde el punto de interconexión del sistema Wilcox Lateral de Kinder Morgan, ubicado en el cruce fronterizo con los Estados Unidos, hasta el punto de interconexión con la planta de ciclo combinado Fuerza y Energía Naco-Nogales, ubicada al sureste de Agua Prieta, Sonora, que suministra electricidad a la CFE. Este sistema está integrado por aproximadamente 13 km de ductos de 20 pulgadas de diámetro y tiene una capacidad de transporte instalada de 200 mmpcd (2.1 mmthd).

Los contratos de servicio de transporte en base firme existentes, celebrados por la Compañía con los clientes del Gasoducto Aguaprieta representan 123.8 mmpcd (1.3 mmthd), equivalentes al 62% de la capacidad instalada del sistema. Entre estos se encuentra un contrato de servicios de transporte en base firme con la CFE, celebrado en septiembre de 2013 por 67 mmpcd (0.7 mmthd), el cual se renueva anualmente después de un período inicial de dos años. Este contrato abastece a la planta de generación de ciclo combinado alimentada con gas Agua Prieta II cuya operación comercial inició en 2017. Además, la Compañía celebró dos contratos de servicio de transporte en base firme con El Paso Marketing, uno en junio de 2002 y otro más en octubre de 2013 con una duración de veinticinco y seis años, respectivamente por 50mmpcd y 2 mmpcd.

Este sistema se construyó previendo la posible construcción de dos plantas generadoras adicionales en la misma zona por parte de la CFE (una de las cuales es Agua Prieta II).

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Aguaprieta y la ubicación de la Estación de Compresión Naco:



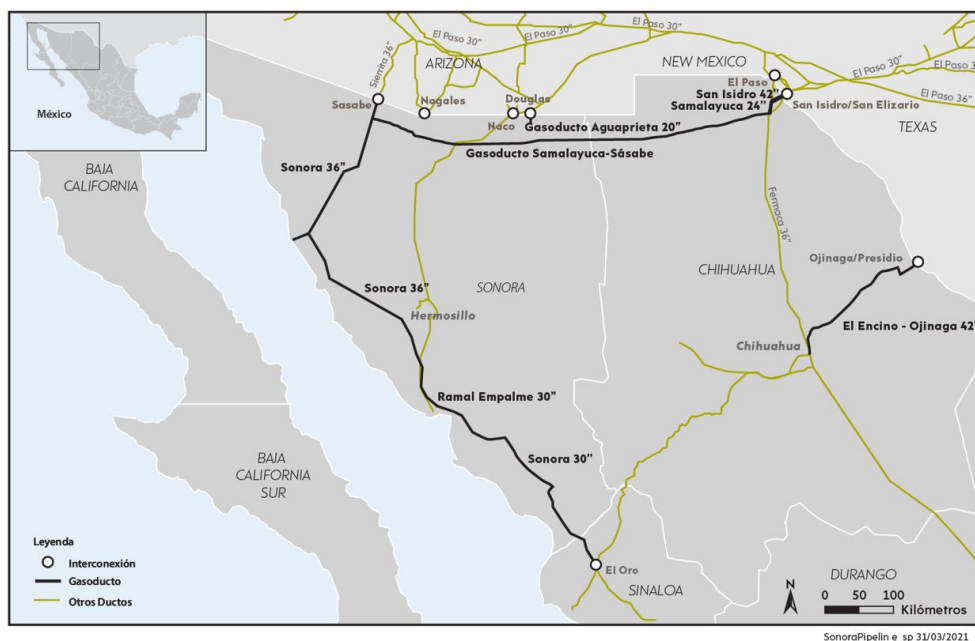
Estación de Compresión Naco

Esta estación está integrada por un compresor con una potencia de 14,300 caballos de fuerza, instalado en el sistema de transporte de gas natural Naco-Hermosillo del CENAGAS, en la localidad de Naco, Sonora. El 100% de la capacidad de la estación de compresión está contratada hasta 2026 a través de un contrato de servicio de compresión en base firme celebrado con CENAGAS como cesionario de Pemex TRI, que representa una capacidad de 90 mmpcd (0.9 mmthd). De conformidad con este contrato CENAGAS paga a la Compañía un cargo mensual fijo, independientemente del volumen de servicios de compresión efectivamente prestados. Dicho cargo se ajusta anualmente con base en la inflación. El plazo inicial de vigencia de este contrato vencía en 2021, sin embargo, en septiembre de 2021, la Compañía logró la renovación por cinco años adicionales, con un término de vigencia en 2026. El mapa que antecede muestra la ubicación de esta estación de compresión.

Gasoducto Sonora

En octubre y noviembre de 2012, la Compañía celebró dos contratos de servicio de transporte de gas natural con la CFE. Conforme a esos contratos, se construyó el Gasoducto Sonora, ubicado en los estados de Sonora y Sinaloa, con una longitud aproximada de 835 km. El primer segmento de este proyecto (Sásabe – Puerto Libertad – Guaymas) es de un ducto de 36 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 505 km con 812 mmpcd (8.4 mmthd) de capacidad de transporte y el segundo segmento (Guaymas-El Oro) es un ducto de 30 pulgadas de diámetro con una longitud de aproximadamente 330 km con 510 mmpcd (5.3 mmthd) de capacidad de transporte. Para mayor información sobre el segmento Guaymas-El Oro del Gasoducto ver “Factores de Riesgo- Riesgos relacionados con las actividades e industria de la Compañía - Los desastres naturales, accidentes, actos de terrorismo o delincuencia podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores”. La CFE es el único cliente de dichos ductos en base firme, conforme al contrato garantizado en Dólares con una duración de 25 y 35 años. Adicionalmente se tienen contratos no materiales con otros usuarios en base interrumpible.

El siguiente mapa muestra las rutas de los ductos:



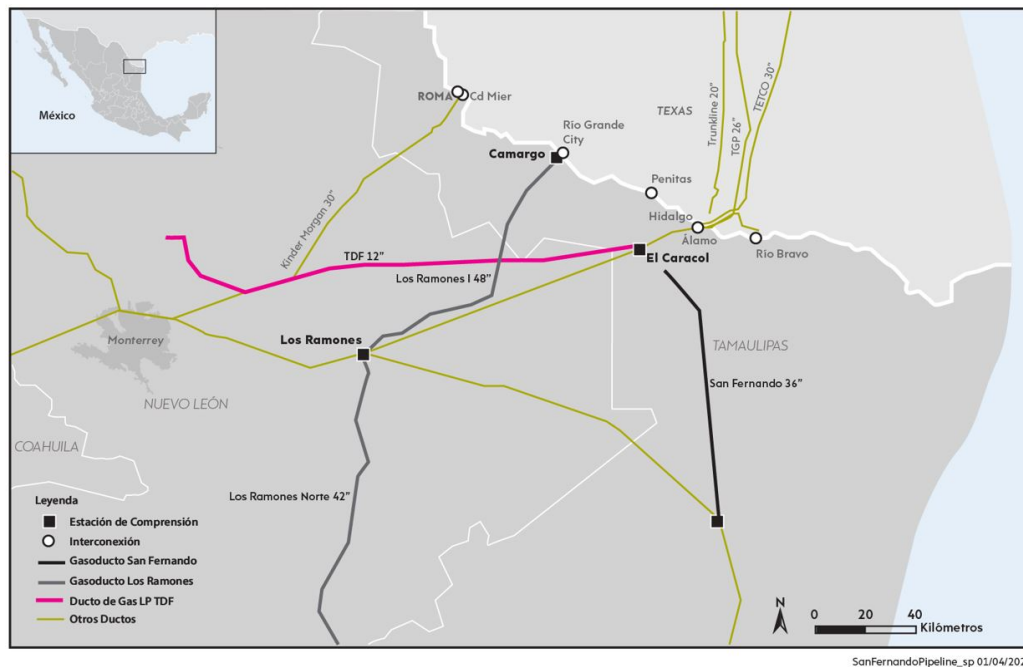
SonoraPipelin e_sp 31/03/2021

Gasoducto San Fernando

El Gasoducto San Fernando está integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una potencia total instalada de 95,500 caballos de fuerza. Cuenta con una capacidad (lo que incluye la compresión) total máxima diaria de transporte de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd) y considerando la capacidad de compresión de 1,460 mmpcd (15.2 mmthd). Este sistema enlaza a la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con su estación de compresión Los Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas. Este gasoducto bidireccional incrementa la capacidad y confiabilidad del sistema de gas natural de CENAGAS.

El único cliente del Gasoducto San Fernando, CENAGAS, tiene contratada en base firme la totalidad de la capacidad de diseño. CENAGAS también compra la capacidad de compresión sobrante del gasoducto de conformidad con un contrato de servicio de transporte interrumpible, en la medida en que requiere dicha capacidad. El contrato de servicio de transporte en base firme con CENAGAS establece una estructura de cargos decreciente a lo largo de su vigencia. El contrato tiene una vigencia inicial de 20 años contados a partir de 2003, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de CENAGAS.

El siguiente mapa muestra la ruta de Gasoducto San Fernando, así como la ruta del Ducto TDF.



SanFernandoPipeline_sp 01/04/2021

Gasoducto Samalayuca

El Gasoducto Samalayuca está integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro; cuenta con una capacidad de 322 mmpcd (3.3 mmthd) y la estación de compresión Gloria Dios con una potencia instalada de 14,300 caballos de fuerza. Este gasoducto, que entró en operación en 1997 y su estación de compresión 4 años más tarde. Este fue el primer sistema privado de transporte de gas natural en México. El gasoducto corre del Ejido San Isidro, Chihuahua, a las plantas de generación de electricidad Samalayuca I y Samalayuca II de la CFE y a la estación de compresión Gloria Dios, misma que se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a CENAGAS, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua.

Los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los usuarios del Gasoducto Samalayuca representan una capacidad de 158 mmpcd e incluyen los 18 mmpcd (0.2 mmthd) contratados por CFE para el servicio de compresión en base firme en la estación de compresión Gloria a Dios. Este contrato se celebró en noviembre de 2011, el cual contaba con una vigencia inicial de 20 años, sin embargo, durante 2021, la Compañía logró una extensión por un año adicional con renovación automática.

La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme del Gasoducto Samalayuca.

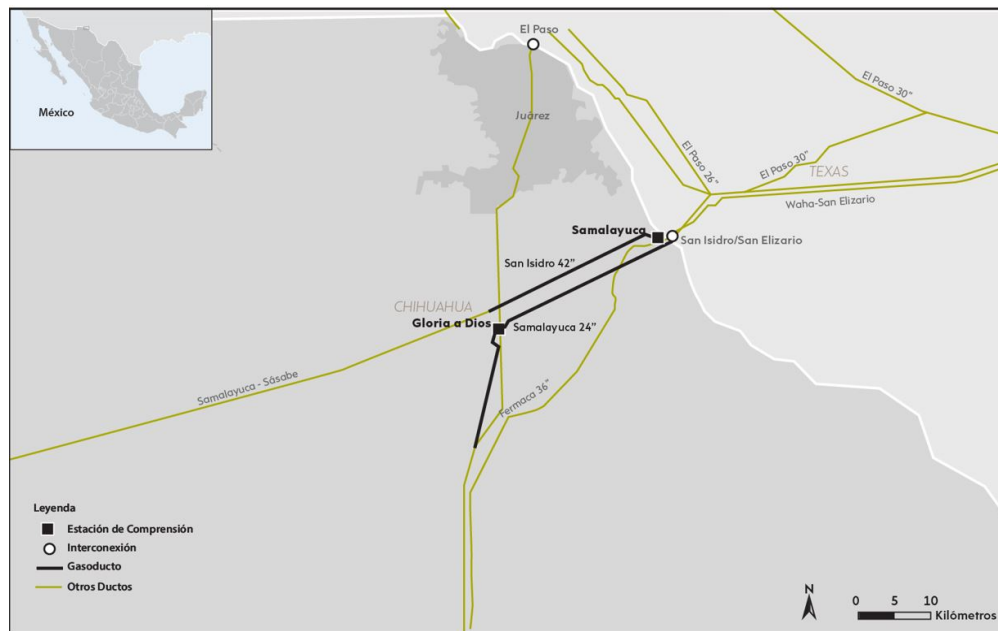
Cliente	Objeto y Características	Fecha de Celebración	Vigencia	Capacidad Contratada	Años Remanentes
CFE	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión ubicado en el Ejido San Isidro, en el cruce fronterizo del estado de Chihuahua con los Estados Unidos hasta los puntos de interconexión de CFE: Samalayuca I, Samalayuca II y Chihuahua II.	31 de diciembre de 2013	Renovación Automática Anual	100 mmpcd cantidad máxima diaria	Renovación Automática Anual
Pemex TRI	Transporte de Gas Natural desde el punto de interconexión ubicado en el Ejido San Isidro, en el cruce fronterizo del estado de Chihuahua con los Estados Unidos hasta los puntos de interconexión con el sistema de Transporte de CENAGAS	11 de diciembre de 2019	Renovación Automática Anual	40 mmpcd cantidad máxima diaria	Renovación Automática Anual

CFE	Transporte de Gas Natural desde un punto de interconexión ubicado en el Ejido San Isidro, en el cruce fronterizo del estado de Chihuahua con los Estados Unidos hasta la estación de compresión Gloria a Dios.	15 de febrero de 2001 ⁽¹⁾	Renovación Automática Anual	18 mmpcd cantidad diaria máxima ⁽²⁾	Renovación Automática Anual
-----	--	--------------------------------------	-----------------------------	--	-----------------------------

⁽¹⁾ La fecha de inicio de prestación de servicio fue el 12 de noviembre de 2001

⁽²⁾ Capacidad de transporte renovada con CFE.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Samalayuca.

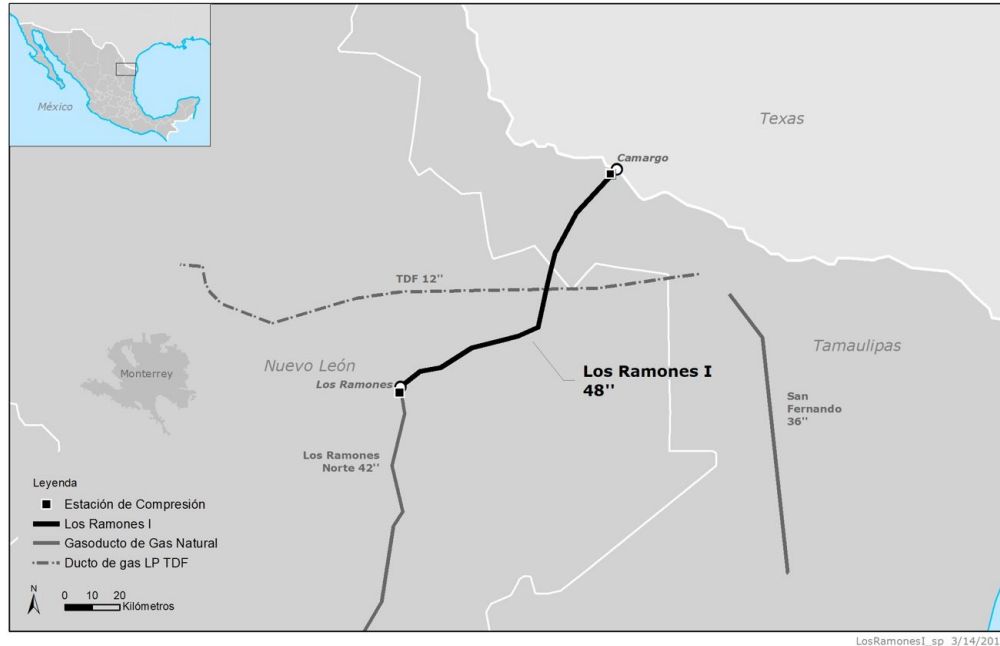


SamalayucaSanisidroPipeline_sp 31/03/2021

Gasoducto Los Ramones I

Este sistema de transporte que inició operaciones en diciembre de 2014 comprende aproximadamente 116 km, y un diámetro de 48 pulgadas y una capacidad de diseño de transporte de 2,100 mmpcd (21.8 mmthd). Transporta gas natural desde el norte del estado de Tamaulipas, en el límite con los Estados Unidos, a los puntos de interconexión del Gasoducto Los Ramones Norte y el SNG, que se encuentra en Los Ramones, en el estado de Nuevo León. Este sistema incluye dos estaciones de compresión que iniciaron operaciones en diciembre de 2015 (la estación Frontera, ubicada en la Ciudad de Camargo, Tamaulipas, con aproximadamente 82,000 caballos de fuerza, y la estación Ramones, ubicada cerca de Los Ramones, Nuevo León, con aproximadamente 41,000 caballos de fuerza). CENAGAS, como cesionario de Pemex TRI es el único cliente de este gasoducto conforme a un contrato de servicios de transporte, con una duración de 25 años.

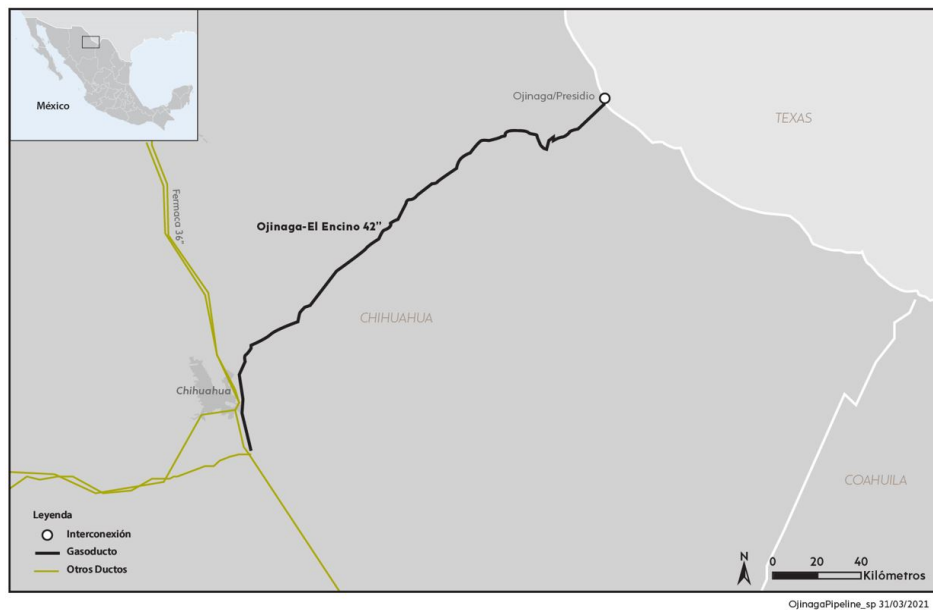
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Los Ramones I:



Gasoducto Ojinaga – El Encino

En diciembre de 2014, la Compañía suscribió un contrato de servicios de transporte, de gas natural, en base firme con la CFE para la construcción y operación de un gasoducto de aproximadamente 220 km, y de 42 pulgadas de diámetro con una capacidad de diseño de transporte de 1,356 mmpcd (14.1 mmthd) el cual transportará el gas natural desde Ojinaga hasta el Encino, en el estado de Chihuahua. La CFE es el único cliente de este gasoducto, de acuerdo a un contrato de servicios de transporte en base firme de 25 años. Este gasoducto inició operaciones en junio de 2017.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Ojinaga - El Encino:



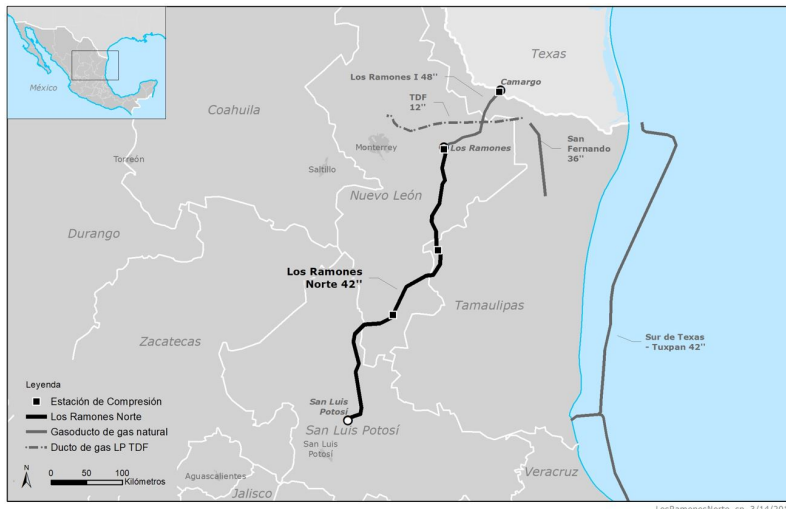
Gasoducto Los Ramones Norte

En marzo de 2014, DEN celebró un contrato para establecer los términos de un negocio conjunto, al cual se le denomina el negocio conjunto TAG Pipelines Norte, para la construcción y operación del Gasoducto Los Ramones Norte. En el mismo mes, el negocio conjunto TAG Pipelines Norte firmó un contrato de servicio de transporte de gas natural en base firme por 25 años con Pemex TRI

para construir y operar un gasoducto de aproximadamente 452 km con 42 pulgadas de diámetro con una capacidad de diseño de transporte de 1,430 mmpcd (14.9 mmthd) y dos estaciones de compresión que llegan a la interconexión con el Gasoducto Los Ramones I y el gasoducto Los Ramones Sur en San Luis Potosí. CENAGAS, como cesionario de Pemex TRI, es el dueño del 100% de la capacidad de este gasoducto.

A través de DEN, la Compañía tiene un 50% de interés en el negocio conjunto TAG Pipelines Norte. Brookfield tiene el 50% restante, cada uno de los socios del negocio conjunto tiene derecho de tanto y derecho de acompañamiento en el caso de que alguno de los socios decida transferir su interés a una tercera parte.

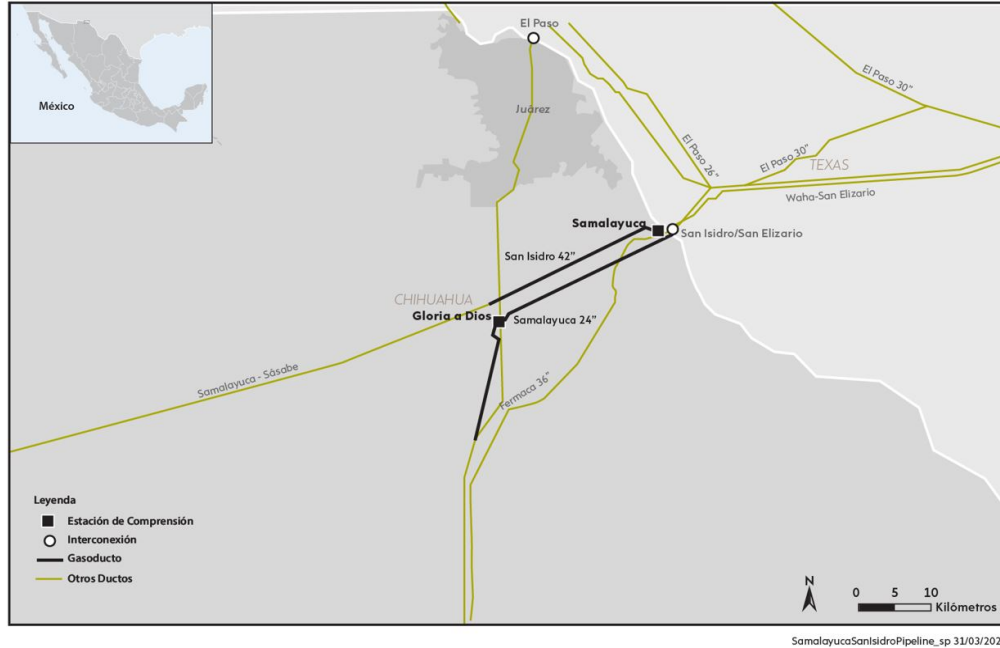
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Los Ramones Norte:



Gasoducto San Isidro – Samalayuca

En julio de 2015, la CFE le adjudicó a la Compañía un contrato de servicios de transporte de 25 años para un gasoducto de aproximadamente 23 km, una estación de compresión y un cabezal de distribución con una capacidad de 3,000 mmpcd (31.2 mmthd) que servirá como punto de interconexión para otros sistemas de ductos. Este gasoducto cuenta con una capacidad instalada de transporte de aproximadamente 1,135 mmpcd (11.8 mmthd), y una estación de compresión de 71,000 caballos de fuerza de potencia instalada. En el contrato de servicios de transporte celebrado por la Compañía con la CFE se contempla una cobertura del 100% de la capacidad instalada del sistema sobre una base firme. El sistema estará ubicado en Ciudad Juárez Chihuahua e inició operaciones en marzo de 2017.

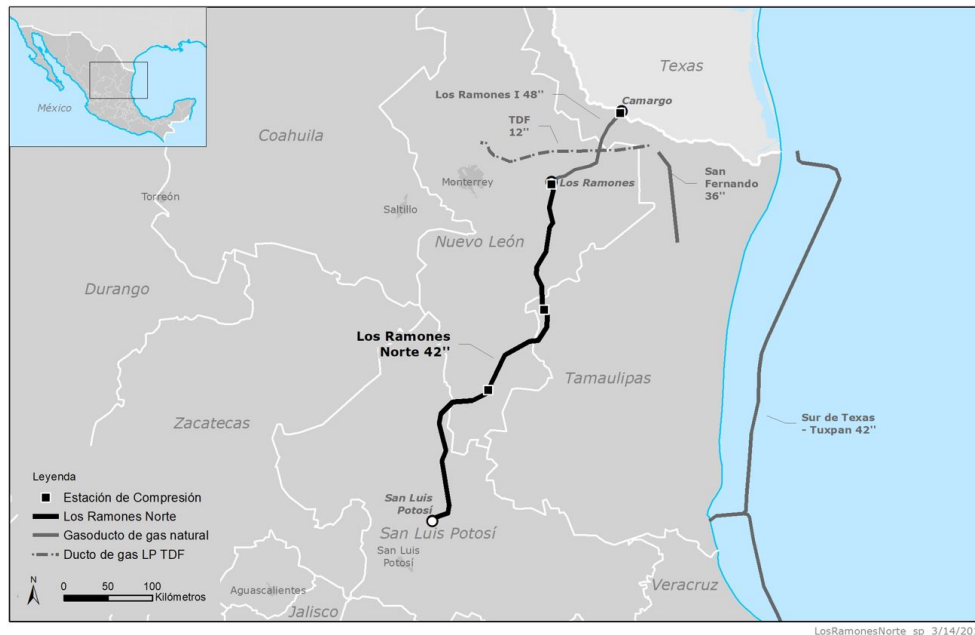
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto San Isidro – Samalayuca:



Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan

En junio de 2016, la Compañía, a través de IMG, celebró un contrato de servicios de transporte de gas natural con una vigencia de 25 años con la CFE para proveer servicios de transporte de gas natural. De conformidad con dicho contrato, IMG, es responsable del desarrollo, ingeniería, procura, construcción, operación y mantenimiento del ducto de 42 pulgadas, con capacidad de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una extensión de aproximadamente 800 km. En septiembre 2019, el gasoducto inició operaciones bajo un acuerdo con la CFE, por medio del cual se establece una nueva estructura de tarifas y se extiende el plazo del contrato a 35 años.

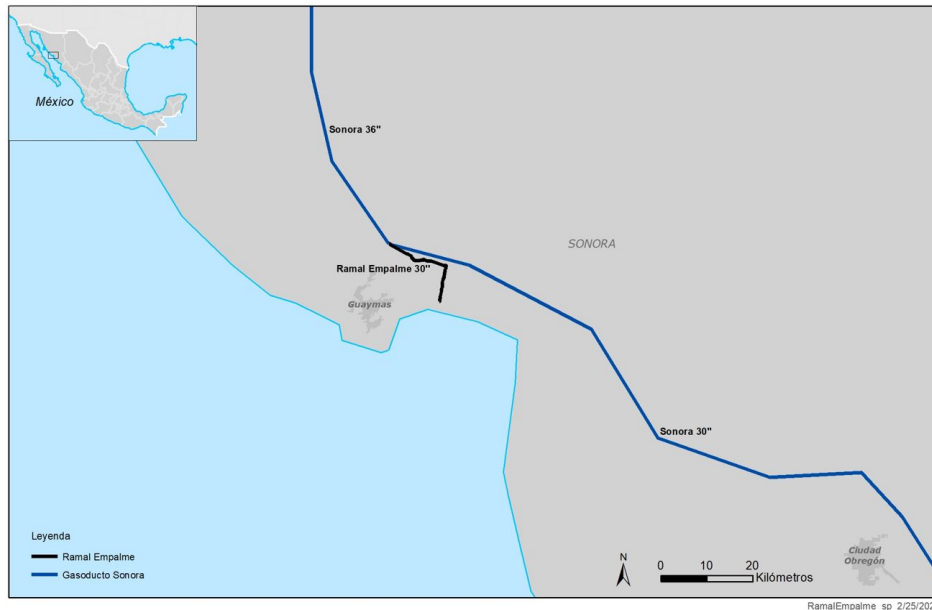
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan:



Gasoducto Ramal Empalme

En mayo de 2016 la Compañía ganó la licitación del gasoducto de gas natural de la CFE Ramal Empalme en la región de Sonora. Este gasoducto de 20 pulgadas con una capacidad de 226 mmpcd (2.4 mmthd) tiene una longitud de 20 km y se encuentra entre Empalme y Guaymas, y forma parte del Gasoducto Sonora. Se desarrolló y construyó de acuerdo al contrato de transporte con una vigencia de 21 años celebrado entre la Compañía y la CFE. De conformidad con este contrato, la Compañía es responsable de la operación y mantenimiento del gasoducto. El Gasoducto Ramal Empalme inició operaciones en junio de 2017.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Ramal Empalme:



Etanoducto

Este ducto de etano, que suministra etano de los centros procesadores de PEMEX localizados en Tabasco, Chiapas y Veracruz, a una planta de etileno y polietileno localizada en Veracruz, consiste en aproximadamente 224 km de ducto con capacidades de transporte de aproximadamente 52 mmpcd (0.6 mmthd), en el primer segmento, de aproximadamente 152 mmpcd (1.8 mmthd) en el segundo segmento, ambos de gas etano, y de aproximadamente 106,000 Bbld (3.1 mmthd) en el tercer segmento de etano líquido. La sección inicial de este ducto inició su operación comercial en enero de 2015, la segunda sección inició su operación comercial en julio de 2015, y la tercera sección inició su operación comercial en diciembre de 2015. Pemex TRI es el único cliente de este ducto conforme a un contrato de capacidad garantizada, con una duración de 21 años, denominado en Dólares, el cual se encuentra indexado a la inflación.

El siguiente mapa muestra la ubicación del Etanoducto:



Ethane_sp 3/25/2019

Régimen societario de DEN, el negocio conjunto de la Compañía con Pemex TRI

En el mes de noviembre de 2017 Pemex TRI vendió el 50% de su tenencia accionaria en DEN a IEnova. Con esta compra IEnova participa en un 50% en la sociedad TAG Pipelines Norte.

Régimen societario de TAG Pipelines Norte, el negocio conjunto de la Compañía con Brookfield

En marzo de 2015 DEN, Pemex TRI y TETL (actualmente propiedad de Brookfield) celebraron un contrato (el “Contrato TAG Pipelines Norte”) en relación con su participación en TAG Pipelines Norte y el Gasoducto Los Ramones Norte. Durante el segundo semestre de 2019, BlackRock vendió su participación a Brookfield, como resultado la Compañía y Brookfield tienen una tenencia accionaria del 50% cada una. A continuación se describen los términos más importantes del Contrato TAG Pipelines Norte:

- a. Derechos de voto. Los socios tendrán un voto por cada Peso que hayan contribuido al capital social de la sociedad. El quórum para instalación de asambleas de socios es de 50% y las decisiones, en asuntos generales, se adoptarán con el voto de por lo menos 50% del capital social; y en asuntos extraordinarios, tales como aprobación de modificación de estatutos sociales, se adoptarán con el voto de por lo menos 75% del capital social.
- b. Administración. El consejo de gerentes estará integrado por 6 miembros propietarios y suplentes. Cada socio que represente al menos 16.5% del capital social tendrá el derecho de designar a un miembro del consejo. Si en algún momento, alguno de los socios participare en más del 50% en el capital social de TAG Pipelines Norte, entonces el consejo estará integrado por 5 miembros y el resto de los socios que participen en 17% del capital social podrán designar a un miembro. El quórum de instalación de sesiones de consejo es de 50% de los miembros y las decisiones se adoptarán por la mayoría de los miembros o por 75% de los miembros cuando se trate de temas extraordinarios, tales como, modificar el presupuesto anual, celebrar contratos que prevean obligaciones de pago, mayores a USD\$1 millón, entre otros.
- c. Transmisión de partes sociales. Toda cesión, transmisión o gravamen de partes sociales requiere consentimiento previo por escrito, a menos que se trate de una transferencia en favor de una parte relacionada o un cesionario permitido y no haya

cambio en el beneficiario final. Asimismo, cada socio tendrá derecho de preferencia en el caso que algún socio desee transmitir su parte social en favor de un tercero.

d. Temas relacionados con la subsidiaria. Los asuntos acordados en TAG Pipelines Norte serán adoptados en el mismo sentido en TAG Pipelines Norte.

Régimen societario de IMG, el negocio conjunto de la Compañía con TC Energy

Las relaciones entre los socios del negocio conjunto con TC Energy se rigen por lo dispuesto en (i) los estatutos sociales de IMG; y (ii) unos convenios entre la Compañía y TC Energy. A continuación se incluye un resumen de los principales términos de dichos estatutos y del convenio entre socios.

a. Partes sociales y derechos de voto. Bajo el convenio entre socios, los socios tienen derecho de emitir un voto por cada Peso aportado al capital social de IMG. Sin embargo, se ha convenido que ciertos asuntos únicamente puedan ser aprobados por (i) unanimidad, (ii) super mayoría (66 2/3%), o (iii) mayoría (más del 50%) del capital social suscrito y pagado de IMG.

b. Administración. La administración de IMG está encomendada a un consejo de gerentes integrado por cinco miembros. TC Energy tiene derecho de nombrar a tres miembros y a sus respectivos suplentes, y la Compañía tiene derecho de nombrar a dos miembros y a sus respectivos suplentes. Si en algún momento se modifica la tenencia del capital pagado de IMG, se llevará a cabo el ajuste en el número de miembros que corresponda a la distribución del capital social de IMG. TC Energy tendrá el derecho de nombrar al presidente y al secretario (no miembro) del consejo de gerentes. En términos generales, se ha convenido que ciertos asuntos únicamente puedan ser aprobados por (i) unanimidad, (ii) super mayoría (66 2/3%), o (iii) mayoría (más del 50%) de los miembros del consejo de gerentes.

c. Procedimiento de solución de conflictos. En caso de conflicto, dicho conflicto se someterá (i) a los ejecutivos de los socios designados para tal efecto de cada uno de los socios, y (ii) en caso de no llegar a un acuerdo, a arbitraje en la Ciudad de México conforme a las reglas del *International Chamber of Commerce* y la legislación Mexicana será la aplicable.

d. Transmisión de las partes sociales. Salvo ciertas excepciones, tales como ventas entre afiliadas, toda venta, cesión, transmisión o gravamen de las partes sociales de un socio está sujeta al derecho de preferencia del socio que permanece para adquirir las partes sociales que el otro socio pretenda transmitir a terceras personas.

e. Compartimiento de costos/riesgos. La Compañía y TC Energy acordaron compartir entre ellos, en conformidad a su respectiva participación en IMG, las obligaciones financieras del negocio conjunto respecto del desarrollo del proyecto.

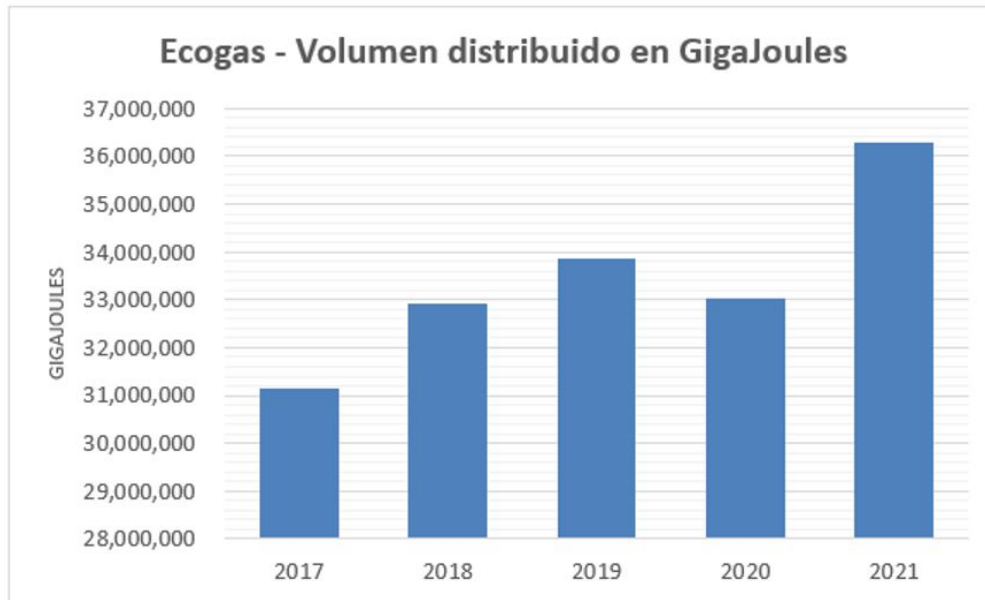
f. Servicios de Supervisión y Mantenimiento. Los socios acordaron que una filial de TC Energy asumirá las obligaciones de supervisión de construcción y operación del proyecto.

Negocio de Distribución de Gas Natural

Panorama general

ECOGAS, una subsidiaria de la Compañía, obtuvo el primer permiso para la construcción y operación de un sistema de distribución de gas natural otorgado a una empresa privada en México tras la expedición del RGN en 1995. Al 31 de diciembre de 2021, el sistema ECOGAS, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 4,572 km, atiende actualmente a más de 142,000 clientes industriales, comerciales y residenciales en tres zonas geográficas de distribución en el norte del país: Mexicali, Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Meoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango).

Además de haber obtenido el primer permiso otorgado tras la expedición del RGN en 1995, la Compañía fue la primera distribuidora privada en cumplir con sus obligaciones frente al gobierno por lo que respecta al monto de su inversión y su número de clientes. Desde que el sistema ECOGAS entrara en operación, la Compañía se ha mantenido comprometida para promover el uso del gas natural como una mejor alternativa que el Gas LP y otros combustibles entre los sectores industrial, comercial y residencial de cada uno de sus mercados. La siguiente gráfica muestra el crecimiento del sistema ECOGAS en términos del volumen de gas natural distribuido en los últimos cuatro años.



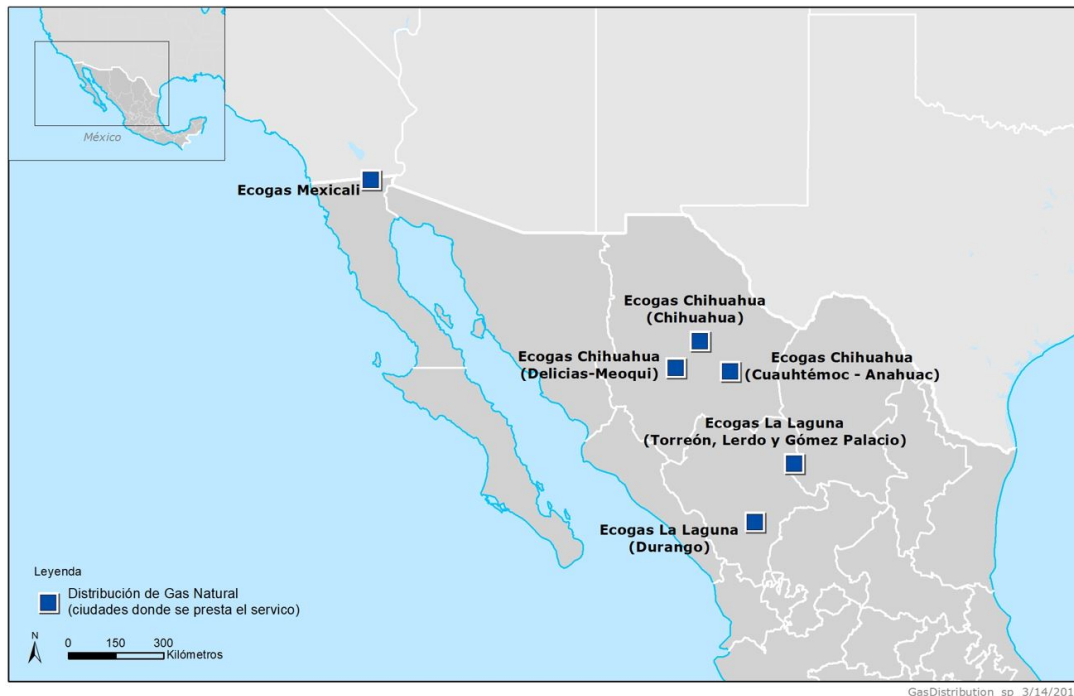
Las actividades del negocio de distribución de la Compañía incluyen:

- la compra de gas natural a proveedores;
- la recepción de gas natural en sus sistemas y el transporte del insumo a través de sus sistemas de distribución, incluyendo el mantenimiento de sus ductos y demás equipo;
- la conexión de los clientes al sistema ECOGAS;
- la entrega de gas natural a los hogares y establecimientos de sus clientes;
- la medición, facturación y cobro del gas entregado;
- servicio de atención a sus clientes actuales; y
- actividades de promoción para incrementar su cartera de usuarios.

El negocio de distribución genera ingresos a través de los cargos de servicio y distribución facturados mensualmente a sus clientes. El precio de compra del gas natural para la Compañía se basa en los índices de precios internacionales y se traslada directamente a los clientes. Sin embargo, la Compañía ha contratado cuando así lo ve necesario, ciertas coberturas con respecto a estos precios, a fin de reducir la posible volatilidad del precio pagado en última instancia por sus clientes. Los cargos por servicio y distribución del sistema ECOGAS, están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. La última revisión concluyó en 2016 con la aprobación de las tarifas para las zonas de Mexicali, La Laguna – Durango y Chihuahua. La estructura actual de los precios del gas natural minimiza el riesgo de mercado al que está expuesta la Compañía, ya que las tarifas se ajustan periódicamente con base en la inflación y la fluctuación en los tipos de cambio. Los ajustes

en razón de la inflación toman en consideración los componentes del costo incurridos tanto en México como en los Estados Unidos, de manera que los costos incurridos en este último país puedan incluirse en las tarifas finales.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las zonas de distribución del sistema de distribución ECOGAS: Mexicali, Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Meoqui, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango).



La siguiente tabla contiene un resumen de las principales características de las zonas de distribución del sistema ECOGAS al 31 de diciembre de 2021:

	Mexicali	Chihuahua	La Laguna – Durango	Durango	Total
Longitud del Sistema (km)	640	2,579	1,288	65	4,572
Número de Clientes: . . .					
Sector residencial	17,641	80,635	39,207	921	138,404
Sector comercial/industrial	485	2,389	1,341	52	4,267
Distribución (mpcd): . . .					
Sector residencial	411	3,245	851	98	4,605
Sector comercial/industrial	30,445	36,849	12,722	317	80,333

Oportunidades en el mercado del gas natural

La Compañía considera que su servicio de atención a clientes, en cada una de las etapas del ciclo de suministro de gas natural la ha ayudado a reportar altos niveles de satisfacción por parte de sus clientes y a distinguirse de los distribuidores tradicionales de Gas LP, que históricamente han mantenido una sólida posición en el mercado nacional de gas, especialmente por lo que respecta al

sector residencial. La Compañía considera que el buen servicio de atención a clientes (basado en los estudios de satisfacción de cliente que se realiza anualmente) y sus rápidos tiempos de respuesta representan ventajas competitivas clave, que la han ayudado a establecer una sólida reputación en términos de calidad y a ganar la lealtad de sus clientes.

Contratos de Gas Natural con clientes

Al 31 de diciembre de 2021, los clientes residenciales representan el 97.0% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 44.3% de su margen de utilidad. En términos generales, la Compañía no celebra contratos a largo plazo con sus clientes residenciales y éstos pagan las tarifas establecidas por la CRE. La Compañía factura mensualmente los servicios suministrados a sus clientes; y tanto la Compañía como los clientes pueden dar por terminados en cualquier momento sus contratos.

Al 31 de diciembre de 2021, los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el 3.0% del total de clientes (en términos del número de cuentas), pero adquieren el 94.6% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 55.7% del margen de utilidad del negocio. La Compañía tiene celebrados contratos de suministro a largo plazo con algunos de estos clientes. Aunque la CRE establece la tarifa máxima que la Compañía puede cobrar por la prestación del servicio de distribución, la Compañía puede negociar tarifas más bajas, a cambio de la obligación de comprar ciertos volúmenes mínimos a largo plazo. En algunos casos los clientes deben garantizar el cumplimiento de sus obligaciones mediante cartas de crédito, fianzas o depósitos en efectivo.

Segmento Almacenamiento

El segmento Almacenamiento de la Compañía incluye (1) el negocio de ductos y almacenamiento de Gas LP, (2) el negocio de GNL, en el que es dueña y opera una terminal de almacenamiento y de regasificación de GNL, compra GNL y vende gas natural a sus clientes, y también actualmente participa en el desarrollo de un proyecto de licuefacción de GNL y (3) el negocio de almacenamiento de productos refinados, en el que la Compañía desarrolla sistemas para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos, principalmente gasolinas y diésel. Una descripción más detallada de cada uno de los negocios dentro del segmento almacenamiento se presenta a continuación.

Negocio de Gas LP

En la siguiente tabla se muestran los principales activos del negocio Gas LP:

Activo	% de propiedad	Longitud del sistema (km)	Capacidad de diseño	% de capacidad contratada a largo plazo ⁽¹⁾	Fecha de inicio de operaciones
Sistema de Transporte de Gas LP					
Ducto TDF	100%	190	34,000 ⁽¹⁾	100%	Diciembre de 2007
Almacenamiento de Gas LP					
Terminal de Gas LP de Guadalajara	100%	N/A	80,000 ⁽²⁾	100%	Diciembre de 2013

(1) En barriles diarios de Gas LP, o Bbld. las cifras para el TDF de ductos de Gas LP representan 34,000 Bbld de la capacidad diseñada para transporte en el ducto, y una capacidad adicional de 40,000 bl en la terminal de entrega conectada a la punta oeste del ducto.

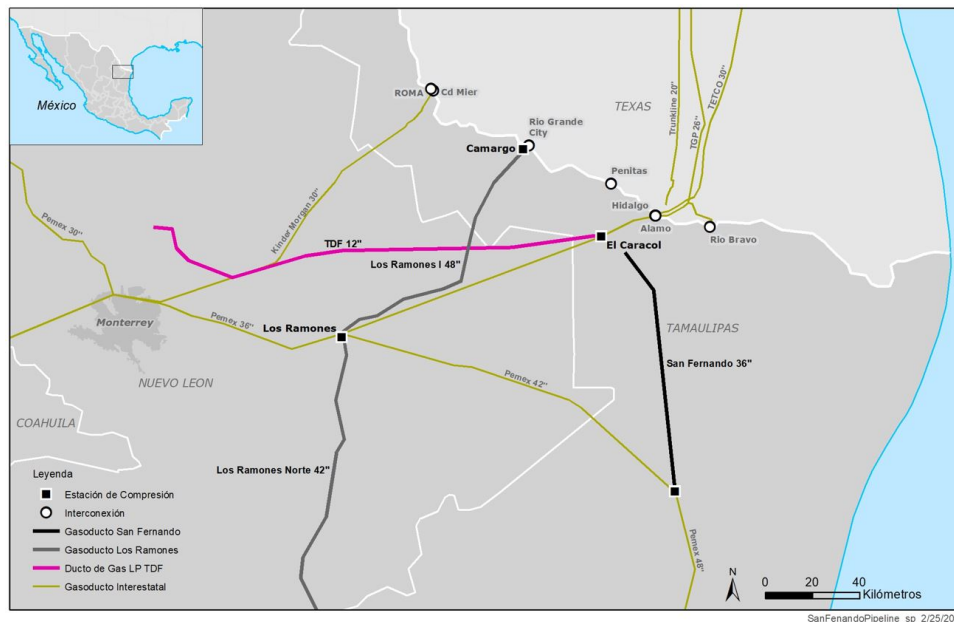
(2) Esta capacidad de diseño corresponde a la suma de las 4 esferas de almacenamiento con las que cuenta el sistema, la capacidad de diseño de cada esfera es de 20,000 bl.

Sistema del Ducto TDF

El sistema Ducto TDF está integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro que cuentan con una capacidad de diseño de transporte de 34,000 Bbl/d (1.9 mmthd) de Gas LP, así como una estación de bombeo instalada en las inmediaciones del punto de recepción del ducto y de un sistema de entrega integrado que comprende dos esferas buffer con una capacidad de diseño combinada total de 40,000 bl (2.2 mmthd).

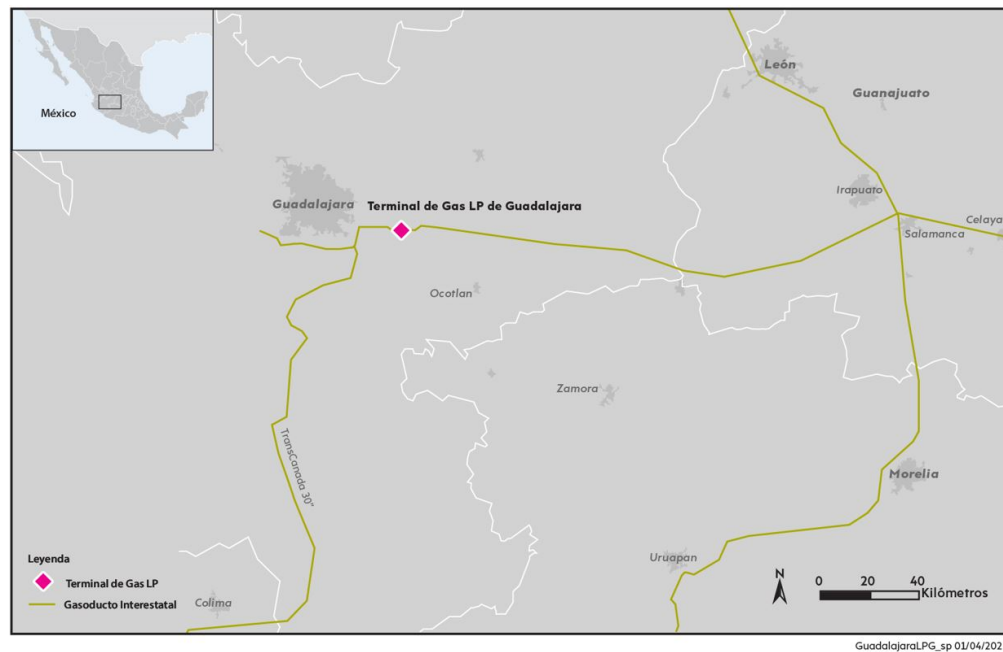
Este ducto, que fue el primer sistema de transporte privado de Gas LP en México, se extiende desde el área de producción de la planta de Gas LP Burgos de Pemex TRI en el estado de Tamaulipas, hasta el sistema de entrega ubicado en las afueras de Monterrey, Nuevo León. La operación del ducto está a cargo de Pemex TRI de conformidad con un contrato de operación y mantenimiento. A través de un contrato de servicio de transporte en base firme con Pemex TRI, tiene contratados 30,000 bl (1.6 mmthd) de la capacidad reservada por día. El plazo inicial de vigencia del contrato vence en 2027, pero puede extenderse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex TRI.

El siguiente mapa muestra la ruta del Ducto TDF:



Terminal de Gas LP de Guadalajara (TDN)

La terminal de almacenamiento de Gas LP ubicada en las afueras de Guadalajara, Jalisco, está integrada por cuatro esferas de almacenamiento, cada una de ellas con una capacidad de diseño de 20,000 bl, así como con 10 muelles de carga y un punto de interconexión con el sistema de Gas LP perteneciente a Pemex Logística. La terminal fue completada en diciembre de 2013 y reemplazó a una terminal de Gas LP perteneciente a Pemex TRI ubicada en la ciudad de Guadalajara. La operación de esta terminal está a cargo de Pemex Logística y atiende al mercado jalisciense. La Compañía ha celebrado un contrato de servicios con Pemex TRI por la contraprestación de los servicios de almacenamiento que consisten en el pago de Pemex TRI por los cargos de almacenamiento por capacidad de reservada en base firme y el cargo por uso (despacho de autotankers). Este contrato tiene una vigencia de 15 años y tiene su vencimiento en el año 2028. El siguiente mapa muestra la ubicación de la Terminal de Gas LP de Guadalajara:



Negocio de GNL

Panorama general

El negocio de GNL está integrado por dos componentes interrelacionados. El primero de ellos es la Terminal de GNL ubicada en la ciudad de Ensenada, Baja California, que almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito. La Terminal de GNL proporciona a sus clientes un punto seguro para la entrega del GNL, así como la opcionalidad de contar con acceso a los mercados del gas natural tanto en México como en la parte sur del estado de California en los Estados Unidos.

El segundo componente es IEnova Marketing, una subsidiaria de la Compañía que tiene contratada el 50% de la capacidad de la Terminal de GNL. De conformidad con el contrato celebrado con IEnova Marketing, ésta compra GNL y lo almacena en la Terminal de GNL hasta que el mismo sea regasificado, tras lo cual lo utiliza para abastecer a sus clientes, incluyendo a la planta Presidente Juárez de la CFE, a la Termoeléctrica de Mexicali y a otros consumidores.

Terminal de GNL

El GNL es gas natural enfriado a una temperatura aproximada de -160°C para condensarlo a un estado líquido, proceso que se conoce como licuefacción. La licuefacción, reduce 600 veces el volumen del insumo, facilitando su transporte en buquetanques y/o autotanques.

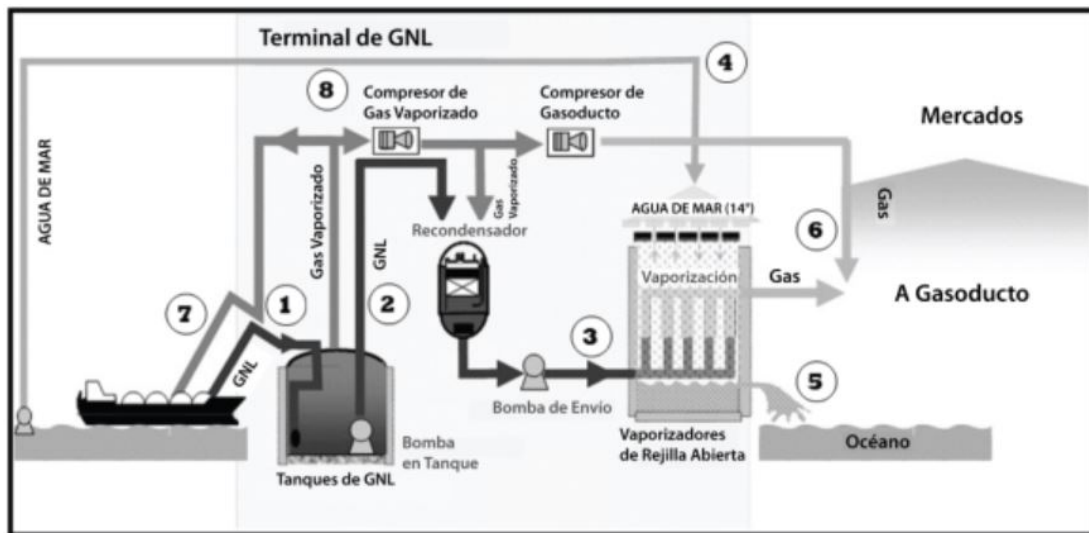
La Terminal de GNL está integrada por:

- Un muelle marítimo para la descarga de embarques de GNL transportados por buquetanques equipados con sistemas criogénicos;
- Dos tanques aislados de almacenamiento de contención total, con una capacidad conjunta de $320,000\text{ m}^3$ (73.3 mmthd); y
- Una planta generadora de nitrógeno que produce dicho insumo usando el aire circundante mediante su separación a través de membranas, para posteriormente inyectarlo al GNL regasificado, cuando ello es necesario para disminuir su poder calorífico, a fin de cumplir con los estándares de calidad exigidos por los sistemas de transporte de gas natural tanto en México como en los Estados Unidos.

La Terminal de GNL está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd). La Terminal de GNL tiene la posibilidad de expandirse para incluir un muelle marino y dos tanques de almacenamiento de GNL adicionales en el futuro.

Funcionamiento

El siguiente diagrama ilustra el funcionamiento de la Terminal de GNL. En primer lugar, los clientes entregan GNL a la terminal a través de buquetanques equipados con sistemas criogénicos, para que la terminal lo almacene en sus tanques (paso 1), sin dejar de tener el título de propiedad del GNL almacenado en su representación. Cuando los clientes solicitan gas natural a la terminal, el GNL es trasladado de los tanques de almacenamiento, a través de una bomba de envío (paso 2), a un vaporizador de rejilla abierta (paso 3) donde el GNL se regasifica utilizando calor obtenido mediante el bombeo de agua de mar a temperatura ambiente dentro de los vaporizadores (paso 4). A fin de cumplir con los estándares ambientales locales e internacionales aplicables, una vez que el agua de mar ha fluído por los vaporizadores para regasificar el GNL, es devuelta al mar (paso 5) a una temperatura tan sólo 2°C más baja que la que tenía al ingresar al sistema. Una vez concluido el proceso de regasificación, la Compañía entrega al Gasoducto Rosarito el gas natural resultante perteneciente a sus clientes (paso 6).



Debido a la gran diferencia entre la temperatura del GNL y la temperatura ambiente, una pequeña porción del GNL se convierte constantemente al estado gaseoso a medida que el GNL se calienta, este gas se conoce como “gas vaporizado.” Como se muestra en el diagrama anterior, el gas vaporizado puede devolverse a los buques tanque criogénicos de los clientes, si los mismos aún se encuentran en el muelle (paso 7), o enviarse a un compresor (paso 8). Una vez que el gas ha pasado por el compresor, puede entregarse al Gasoducto Rosarito.

La Terminal de GNL genera toda la electricidad necesaria para su operación a través de cinco generadores con turbinas de combustión alimentadas con una pequeña porción del gas natural obtenido en los procesos de vaporización y/o regasificación, que todos los clientes de la terminal se han obligado a ceder a esta última, sin costo alguno, siempre que tengan almacenado GNL. La Terminal de GNL cuenta con un diseño redundante por lo que respecta a la mayoría de sus componentes centrales - incluyendo las bombas, los vaporizadores y los generadores con turbinas de combustión-, lo cual le permite continuar operando a su capacidad contratada de envío, durante el mantenimiento a dichos componentes o las fallas inesperadas de los mismos.

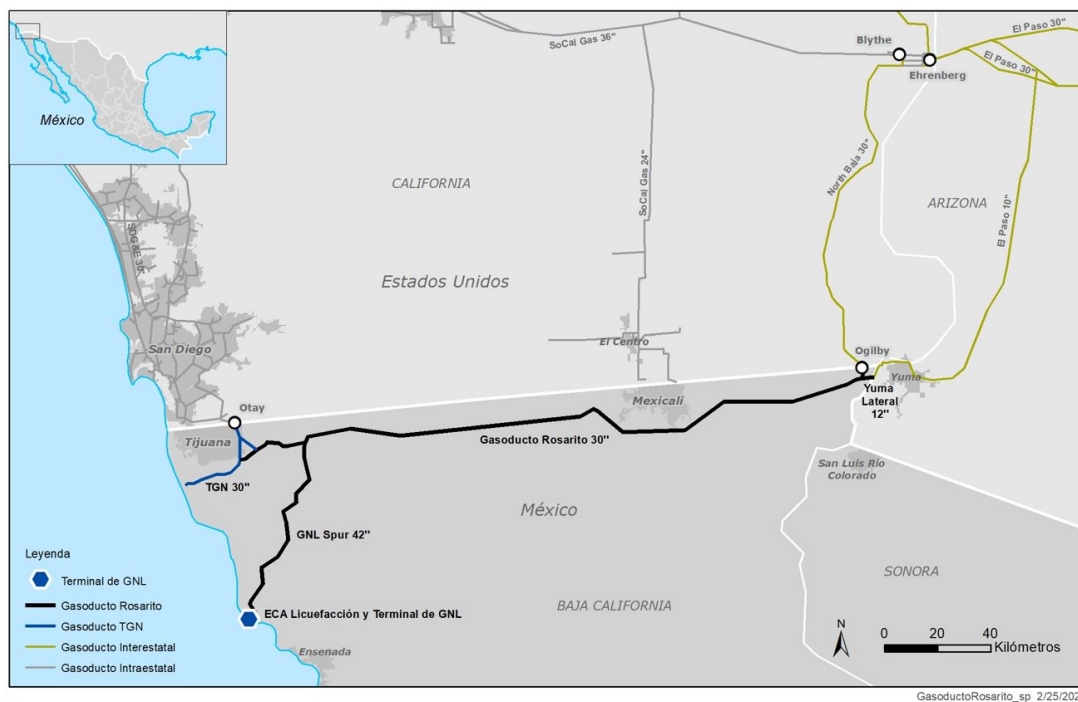
Temperatura interna de los tanques de almacenamiento de GNL

Para que la Terminal de GNL pueda funcionar, así como para prevenir los daños que el equipo podría sufrir a causa de la expansión térmica de algunos componentes durante su proceso de calentamiento, la temperatura interna de los tanques de almacenamiento debe mantenerse en todo momento a un nivel aproximado de -160°C o menos. A fin de mantener los tanques de almacenamiento a la temperatura necesaria, la terminal necesita tener almacenado en todo momento un volumen mínimo de GNL. Debido a la

situación actual del mercado del gas natural, los embarques de GNL entregados a la terminal por los clientes que tienen capacidad reservada han sido limitados. Únicamente un cliente - IEnova Marketing, subsidiaria de la Compañía - ha entregado embarques de GNL adquiridos de Sempra Natural Gas, una filial de la Compañía en los Estados Unidos - a través de un contrato de compraventa a largo plazo. Sempra Natural Gas se ha obligado a poner a disposición de IEnova Marketing, para su compra, un número limitado de cargamentos de GNL por año con el objeto expreso de permitirle contar con el volumen de insumo necesario para mantener en operación continua la Terminal de GNL. Por su parte, IEnova Marketing se ha obligado a hacer esfuerzos razonables para entregar ciertas cantidades mínimas de GNL a la terminal. Salvo por lo anterior, los contratos de almacenamiento en base firme celebrados con los clientes de la terminal, no los obligan a entregar a ésta una cantidad mínima de GNL. En el supuesto de que la Compañía no logre obtener de sus clientes un volumen de GNL suficiente para mantener la temperatura interna de sus tanques de almacenamiento al nivel requerido, se verá obligada a comprar dicho volumen en el mercado. Véase la sección “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía y la industria - La Compañía está expuesta a los altos costos de adquisición del GNL necesario para mantener en operación su Terminal de GNL”.

Ubicación

El siguiente mapa muestra la ubicación de la Terminal de GNL, proyecto ECA Licuefacción y los sistemas de transporte a los que está conectada:



Proyecto de ECA Licuefacción

El proyecto ECA LNG es un proyecto de licuefacción de gas natural que se desarrollará, construirá y operará en terrenos contiguos a la Terminal GNL “Energía Costa Azul” comercializando GNL principalmente a mercados asiáticos y potencialmente nacionales a partir de 2024. La fase 1 del proyecto está siendo desarrollado conjuntamente con participación de IEnova, Sempra LNG y una subsidiaria de Total.

El proyecto de ECA LNG se está desarrollando en dos fases. La Fase 1 denominada “ECA Licuefacción *Mid-Scale*” cuenta con instalaciones de recepción de gas natural por gasoducto, tratamiento de gas natural, un tren con una capacidad de licuefacción de gas natural de aproximadamente 3 Mtpa e interconexiones a los tanques de almacenamiento de la Terminal GNL. La Fase 2 denominada “ECA Licuefacción *Large-Scale*”, la cual, a través de varios trenes de licuefacción tendrá por lo menos 9 Mtpa de capacidad total, sumando ambas fases al menos 12 Mtpa de capacidad. Ambas fases cuentan con la mayoría de los permisos necesarios para desarrollar este tipo de infraestructura (licuefacción de gas natural, comercialización, permisos ambientales y sociales, entre otros). En enero y marzo 2019 ECA LNG recibió, para ambas fases, autorizaciones del Departamento de Energía de

los Estados Unidos para exportar gas natural producido en los Estados Unidos a México y para reexportar gas natural licuado a países que cuentan con un tratado de libre comercio con los Estados Unidos y a los países que no.

Dado que la Fase 1 para su operación requiere de sólo parte de la infraestructura existente, se anticipa que entre 2024 y 2028 las actividades de licuefacción puedan coexistir con las actividades del negocio existente de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL sin afectar la disponibilidad del servicio de los contratos existentes con empresas no relacionadas a la licuefacción. Ver “Regulación, Permisos y Cuestiones Ambientales - Permiso de comercialización de gas natural, Permiso de exportación de GNL y Permiso de licuefacción de gas natural”.

En diciembre del 2020, una subsidiaria de Total, Sempra LNG y IEnova firmaron un acuerdo de inversión con el cual, Total adquirió una participación accionaria del 16.6% en ECA LNG Holdings, mientras que IEnova y Sempra LNG mantendrán una participación de 41.7% cada uno. En el mismo mes, contrataron un financiamiento a 5 años por un monto de USD\$1,581 millones. El financiamiento, el cual no consolidará en el balance de IEnova, consiste en tres tramos asociados a los compromisos de cada socio del negocio conjunto. Las instituciones financieras relacionadas con el tramo de IEnova son: The Bank of Nova Scotia, SMBC, BBVA Securities Inc., y Banco Nacional de México.

Estatus del Proyecto

La Fase 1 del proyecto ECA LNG se encuentra en una la etapa de construcción después de haber (i) obtenido los permisos clave tanto en México como en Estados Unidos, (ii) celebrado los acuerdos con los clientes de la Fase 1 y (iii) finalizados aspectos claves respecto de la ingeniería y diseño incluyendo la contratación del constructor para su ejecución. La Compañía a mediados de noviembre del 2020 informó que junto con Sempra LNG se había tomado la decisión final de inversión para el desarrollo, construcción y operación de proyecto de ECA Licuefacción en Ensenada, Baja California. Adicional a esto, en diciembre del 2020, una subsidiaria de Total, Sempra LNG y IEnova firmaron un acuerdo de inversión con el cual, Total ha adquirido una participación accionaria del 16.6% en ECA LNG Holdings, mientras que IEnova y Sempra LNG mantendrán una participación de 41.7% cada uno. En febrero de 2020, la Compañía celebró un contrato con TechnipFMC para la ingeniería, procura y construcción de ECA LNG Fase 1.

Para poder recibir el gas natural a ser licuado, el tren de la Fase 1 tiene que estar interconectado a los ductos de transporte de la Compañía. Una vez licuado el gas natural, el GNL será transferido desde el proyecto a la terminal de Energía Costa Azul para que pueda ser almacenado y luego cargado a buque-tanques para su venta y exportación. Para no afectar el suministro de gas natural de la región, la Compañía planea la construcción y operación de un ducto denominado "GRO Expansión" de mínimo 30 pulgadas de aproximadamente 220 kilómetros partiendo de la frontera entre Estados Unidos y México en Baja California y culminando con la interconexión con un ducto existente de la Compañía que termina en la estación de medición dentro de la terminal de Energía Costa Azul donde se construirá el proyecto. Este nuevo gasoducto corre casi en paralelo con otro ducto de la Compañía que presta servicio a clientes en Baja California. La Compañía desarrollará este nuevo ducto, y estima que inicie operaciones previo al sistema de Licuefacción.

Aunque la Fase 2 del proyecto de ECA LNG se encuentra en una etapa temprana en su desarrollo, existen avances relevantes entre los que destaca la obtención de ciertos permisos clave. Se anticipa que la Fase 2 requerirá un esfuerzo significativo en la definición de los gasoductos nuevos y existentes en apoyo del suministro de gas natural que se necesita. Dado que la Fase 2 requeriría utilizar el resto de las instalaciones existentes que no ocupa la Fase 1, esta fase del proyecto tendrá que iniciar operaciones luego de que los contratos existentes expiren en 2028, o sean terminados anticipadamente previo acuerdo con los clientes existentes de ECA. IEnova y Sempra LNG continuarán trabajando en el desarrollo de la Fase 2 y, en la medida que sea exitoso, incluirá inversiones adicionales en trenes de licuefacción de gas natural y en gasoductos.

Ubicación

El proyecto de ECA LNG estará ubicado en terrenos contiguos a la Terminal de GNL. Ver “Descripción de sus Principales Activos GNL Terminal de GNL Ubicación”.

Negocio de productos refinados***Panorama General***

El negocio de almacenamiento de productos refinados desarrolla sistemas para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos, principalmente gasolina y diésel en los estados de Baja California, Colima, Puebla, Sinaloa, Veracruz, Estado de México y Jalisco. Actualmente, la Compañía cuenta con cuatro terminales portuarias y tres terrestres, una de las terminales portuarias en operación y el resto en etapas de desarrollo, construcción y comisionamiento. Con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 8 millones de barriles y con capacidad de expansión.

Todos los contratos que la Compañía tiene al día de hoy son con clientes principales de la industria de los productos refinados: BP, Chevron, Marathon, Trafigura y Valero. Los contratos suscritos de las terminales de almacenamiento son de largo plazo y pago en base firme, en Dólares y son de carácter convencional, independientemente de que cada terminal deberá contar con una tarifa regulada del servicio de almacenamiento dictaminada por la CRE.

En todos los contratos fueron incluidas garantías financieras de los clientes a la Terminal, así mismo, de conformidad con la regulación, los clientes se acatarán a lo establecido en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento en cada una de las terminales.

La siguiente tabla contiene un resumen de los proyectos y el activo operativo pertenecientes al negocio de almacenamiento de productos refinados de la Compañía, incluyendo aquellos en los que se participa a través de negocios conjuntos:

Terminal de Almacenamiento	% de propiedad	Capacidad de almacenamiento bl	% de capacidad contratada a largo plazo	Fecha estimada de inicio de operaciones
Veracruz	100%	2,120,000	100%	Operando
Puebla	100%	640,000	100%	Segundo semestre 2022
Valle de México	100%	640,000	100%	Operando
Baja Refinados	100%	945,000	100%	Por definir
Topolobampo	100%	1,180,000	100%	Segundo semestre 2022
Manzanillo	100%	2,285,000	100%	Por definir

Terminal de Veracruz

La Terminal se encuentra ubicada dentro de los terrenos de la ASIPONA Veracruz, en el Nuevo Puerto de Veracruz. La Compañía resultó ganadora del concurso durante el 2017 para una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos en el Nuevo Puerto de Veracruz. El cliente de esta terminal es Valero, quien contrató la totalidad de capacidad de almacenamiento.

La Terminal que inició operaciones durante el primer trimestre de 2021, cuenta con una capacidad nominal de 2.12 millones de barriles, la cual tiene doce tanques de almacenamiento para los productos de gasolina regular, gasolina premium, diésel, turbosina,

turbosina filtrada y MTBE (metil tert-butíl éter por sus siglas en inglés) como oxigenante. La terminal cuenta con la capacidad de salida de producto por autotanque y carrotanque.

Para aumentar la competitividad de la Terminal de Veracruz, la Compañía firmó un contrato de arrendamiento, dentro de los terrenos de la ASIPONA Veracruz, para el desarrollo de un patio ferroviario el cual permite al cliente mover mayor cantidad de producto comparado con los autotanques y a precios considerablemente menores. Dicha salida de producto por carrotanque servirá como entrada de producto para las Terminales de Puebla y Valle de México.

Terminal de Puebla

La Terminal de Puebla, se encuentra en etapa de comisionamiento. La Terminal de Puebla es uno de los dos destinos del producto proveniente de la Terminal de Veracruz y tendrá una capacidad de almacenamiento de 640,000 bl los cuales se componen de nueve tanques de almacenamiento. Los productos que serán manejados en esta terminal son gasolina regular, gasolina premium, diésel, turbosina y MTBE (metil tert-butíl éter por sus siglas en inglés) como oxigenante. La recepción del producto será por carrotanques y la salida será a través de autotanque.

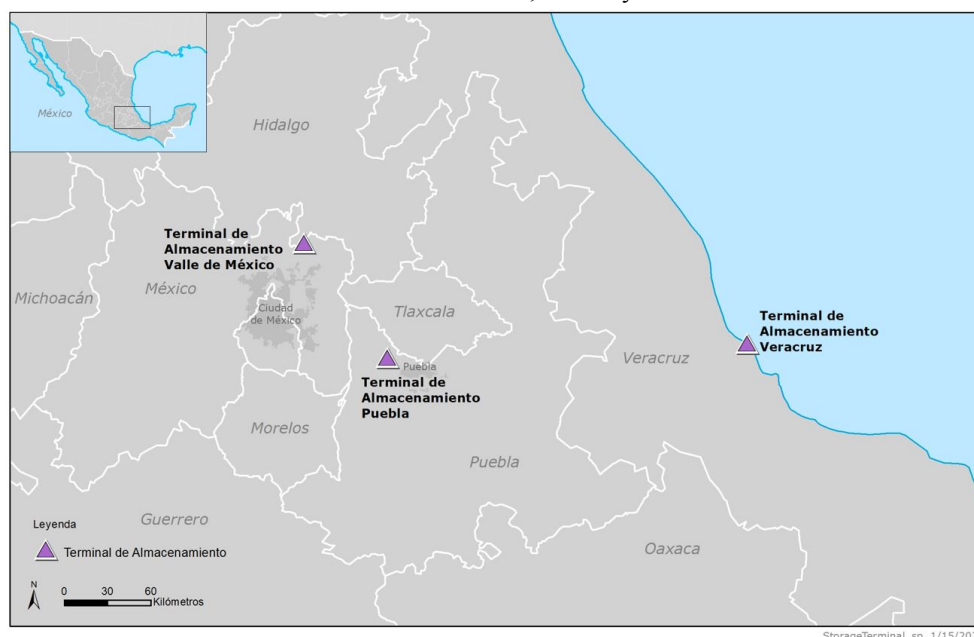
La capacidad total de almacenamiento está contratada por Valero, el cual tiene la intención de abastecer zonas aledañas a la ciudad de Puebla con el producto proveniente de la terminal.

Terminal de Valle de México

La Terminal de Valle de México, inició operaciones en julio de 2021. La Terminal de Valle de México es el otro de los dos destinos del producto proveniente de la Terminal de Veracruz. Tiene una capacidad de almacenamiento de 640,000 bl en nueve tanques de almacenamiento. Los productos que se manejan en esta terminal son gasolina regular, gasolina premium, diésel, turbosina y MTBE (metil tert-butíl éter por sus siglas en inglés) como oxigenante. La recepción del producto es por carrotanques y la salida a través de autotanque.

La capacidad total de almacenamiento está contratada por Valero, el cual tiene la intención de abastecer la zona metropolitana del Valle de México.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las terminales de Veracruz, Puebla y Valle de México:



Terminal de Topolobampo

Topolobampo será una terminal para recibir productos refinados líquidos mediante buque-tanque para lo cual contará con un muelle para la descarga de los productos e instalaciones en tierra para almacenamiento en una granja de tanques y salida de producto a través de autotanques. Los productos serán transportados por autotanque a los centros de consumo aledaños. El proyecto se ubica en el municipio de Ahome, Sinaloa, dentro de las instalaciones de la ASIPONA de Topolobampo, la Compañía resultó ganadora del concurso durante el 2018 para una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos en el Puerto de Topolobampo que está a 24 de km al oeste de la ciudad de los Mochis, Sinaloa, con una capacidad de 1,180,000 barriles y la posibilidad de expandirse.

Esta terminal tiene tres clientes para el servicio de almacenamiento: una filial de Chevron, una filial de Marathon y una filial de Trafigura. La vigencia de los contratos es de largo plazo, en base firme y en Dólares. Se estima que se finalizará la construcción y comenzará actividades de comisionamiento durante el segundo trimestre de 2022 y comenzará operación comercial en el segundo semestre de 2022.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal de Topolobampo:



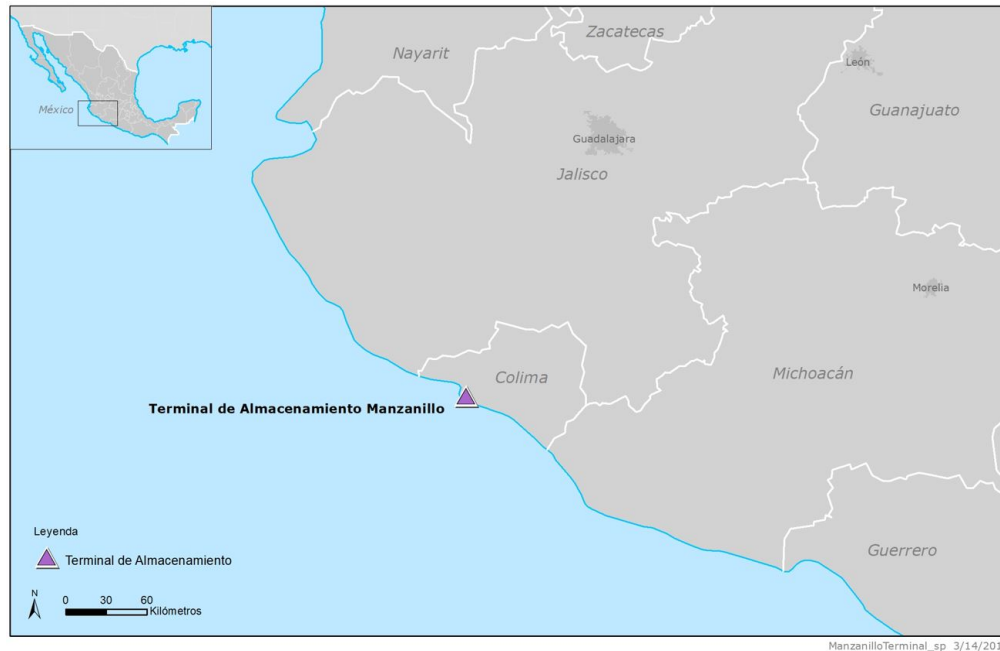
Terminal de Manzanillo

En septiembre de 2018, IEnova adquirió de Trafigura el 51% de la compañía que poseía ciertos permisos y los terrenos donde, sujeto a la obtención de los permisos restantes y otras condiciones, se construirá una terminal en Manzanillo, Colima. En julio de 2021, IEnova adquirió el 100% de la compañía. Desde 2018 IEnova, ha tenido el control de la implementación total del proyecto, incluyendo la culminación de la etapa de obtención de permisos, contratación con clientes adicionales, ingeniería de detalle, procura, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento de la terminal. Cabe mencionar, que, en marzo de 2020, IEnova llevó su participación en el proyecto al 82.5%. Actualmente, IEnova cuenta con el 100% de la Compañía.

El propósito, es que los clientes de la Compañía puedan suministrar combustibles tanto a los centros de consumo cercanos a Manzanillo, Colima como a Guadalajara, Jalisco que es el segundo centro de consumo más grande del país. En su etapa inicial, se espera que la terminal cuente con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 2.3 millones de barriles. Los productos serán recibidos a través de buquetanque y descargados por medio de una boya marítima y éstos serán retirados de la terminal vía auto-taque y carrotanque.

Esta terminal tiene tres clientes para el servicio de almacenamiento: una filial de la compañía BP, una filial de Trafigura y una filial de Marathon, por el 100% de la capacidad. La vigencia de los contratos es de largo plazo, en base firme y en Dólares. La inversión estimada del proyecto es de USD\$320 millones.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal de Manzanillo:



Terminal de Baja Refinados

La Terminal de Baja Refinados se ubica en Ensenada, Baja California, dentro del centro energético La Jovita, junto a la planta de LNG Energía Costa Azul. Esta terminal se encuentra en desarrollo y recibirá productos refinados a través de buques en una boya marítima (Single Point Mooring, SPM) para la descarga de los petrolíferos. La terminal tiene contemplada la instalación de diez tanques de almacenamiento, siendo la salida de producto por autotanque. El proyecto tiene acceso directo al Océano Pacífico en donde se localizará la boya a 1.5 km del litoral para recibir los diferentes productos. La capacidad de la terminal es de 945,000 bl, con una capacidad de expansión adicional.

Esta terminal tiene dos clientes para el servicio de almacenamiento: una filial de Chevron y una filial de BP, por el 100% de la capacidad. La vigencia de ambos contratos es de largo plazo, en base firme en Dólares. El destino de los productos que saldrán de la terminal será Tijuana, Rosarito, Ensenada, Tecate y Mexicali. Se estima una inversión de USD\$130 millones, aproximadamente.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal Baja Refinados:



Segmento Electricidad

El segmento electricidad de la Compañía incluye proyectos en operación, conformados por una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuatro parques eólicos y cinco centrales de generación fotovoltaicas. A continuación, se incluye una descripción de las operaciones del segmento electricidad.

Generación de electricidad a partir de gas natural

Termoeléctrica de Mexicali

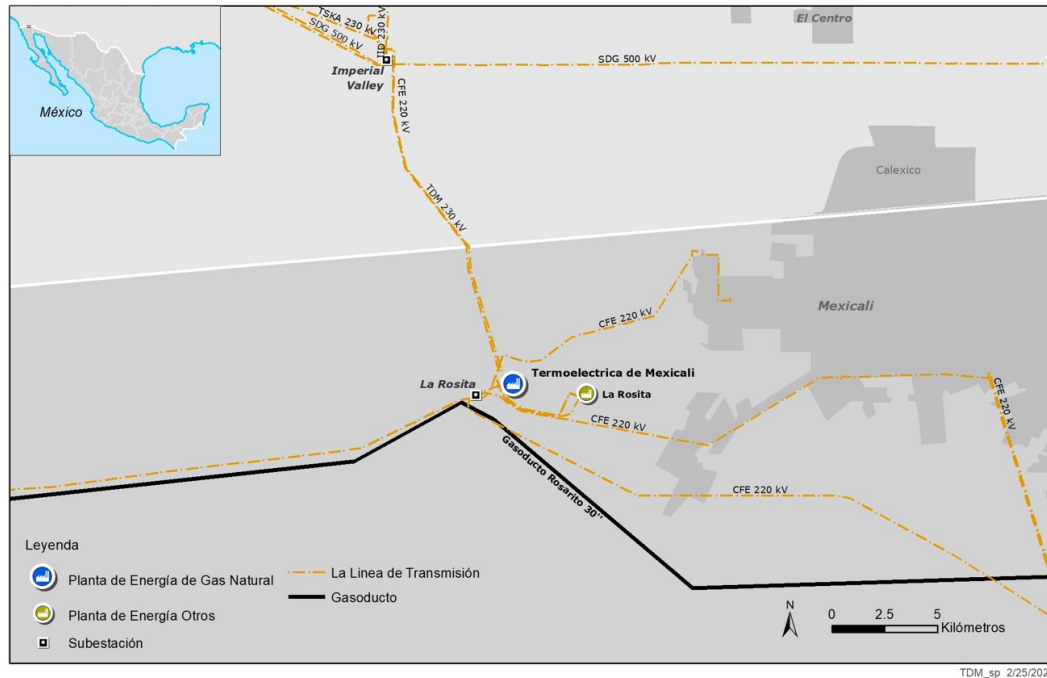
La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural y ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Inició operaciones en junio de 2003 y su ubicación le permite acceder a las redes de energía eléctrica tanto de México como de los Estados Unidos. La planta está interconectada al Gasoducto Rosarito, lo que le permite recibir tanto GNL regasificado proveniente de la Terminal de GNL, como gas continental importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline.

Termoeléctrica de Mexicali es una planta de ciclo combinado moderna y eficiente, que utiliza avanzadas tecnologías amigables con el medio ambiente como son los turbogeneradores a gas MS7241FA General Electric, el circuito de refrigeración y la torre de enfriamiento por evaporación las cuales cumplen los estándares aplicables tanto en México como en California en Estado Unidos. El diseño de la planta contribuye positivamente a la calidad ambiental de la zona donde se ubica, ya que su proceso de enfriamiento utiliza agua residual no tratada proveniente de las lagunas de tratamiento de aguas residuales Lagunas de Zaragoza ubicadas a 13 km de sus instalaciones, reduciendo a la Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali, la carga de trabajo en el tratamiento de aguas residuales provenientes del municipio de Mexicali. El agua residual es recibida en la planta de tratamiento de agua de Termoeléctrica de Mexicali y sometida a reactores biológicos. Este proceso elimina los contaminantes biológicos y reduce en forma significativa los niveles de otros contaminantes tales como nitrógeno, fósforo, metales pesados y productos químicos agrícolas e industriales, incluyendo sales. El tratamiento de esta agua mejora la calidad del agua del vecino canal de irrigación (*Río Nuevo*).

La planta está directamente interconectada a la red del California Independent System Operator, (CAISO) en la subestación Imperial Valley, por una línea dedicada de transmisión de doble circuito de 230 kilovoltios; puede suministrar electricidad a una amplia gama

de posibles clientes en California, Estados Unidos. Actualmente, toda la producción de la planta está conectada a la red de los Estados Unidos, sin embargo la transmisión física puede modificarse para entregar la totalidad o parte de la producción a la CFE, con base a los estudios elaborados por el CENACE, y sujeto a la obtención de los permisos necesarios.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la planta Termoeléctrica de Mexicali:



Principales contratos de la Termoeléctrica de Mexicali

Contratos de compraventa de electricidad

La Compañía tiene celebrado un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad, con Sempra Gas & Power Marketing, LLC (SGPM) respecto de la electricidad generada por Termoeléctrica de Mexicali. De conformidad con este contrato, SGPM actúa como agente de la Compañía para efectos de la comercialización y programación de las ventas de electricidad y además, le proporciona apoyo con respecto a ciertas funciones administrativas, operaciones de cobertura y cuestiones regulatorias en los Estados Unidos. De conformidad con este contrato, la Compañía paga a SGPM una comisión que dependerá de los niveles de servicio suministrados a Termoeléctrica de Mexicali (entre otros, volúmenes de energía programados o comercializados), y está obligada a reembolsar a SGPM los gastos incurridos por la misma en relación con dichos servicios.

Contrato de compraventa de gas natural

IEnova Marketing, subsidiaria de la Compañía, suministra a la Termoeléctrica de Mexicali el gas natural requerido para su operación.

Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

Energía Sierra Juárez

La Compañía desarrolló y construyó la primera fase del parque eólico Energía Sierra Juárez, ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California - una de las regiones con mayores recursos en términos de la fuerza del viento en la costa oeste de América del Norte. Esta primera fase inició a operar en junio de 2015 y se localiza muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego en California, Estados Unidos. Energía Sierra Juárez está interconectada a la subestación East County de San Diego Gas & Electric ubicada en la zona este del condado de San Diego, a

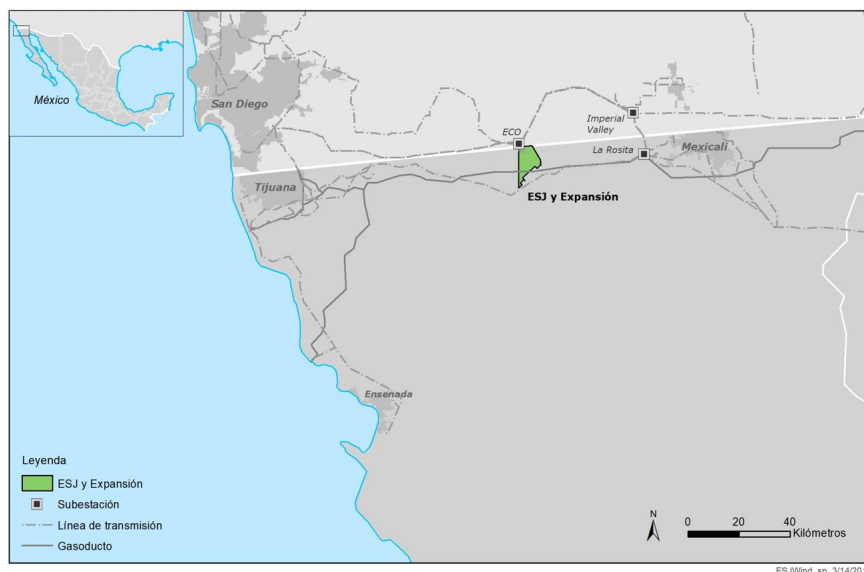
través de una línea de transmisión transfronteriza dedicada; y también podría llegar a conectarse directamente con la red de transmisión de México.

La primera fase de Energía Sierra Juárez tiene una capacidad instalada de 155 MW con 47 aerogeneradores de 3.3 MW cada una. La totalidad de la electricidad generada por la primera fase del proyecto se vende a SDG&E, en términos de un contrato de suministro con vigencia de 20 años. En julio de 2014 la Compañía vendió el 50% de la primera fase de Energía Sierra Juárez a compañías que actualmente son subsidiarias de Actis. Con fecha 8 de enero de 2021, IEnova informó al mercado que, subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas, mantienen en Energía Sierra Juárez. En febrero 2021, entró en vigor el acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición por parte de IEnova. En marzo 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

En noviembre de 2017 la Compañía y San Diego Gas & Electric firmaron un contrato de suministro de energía eléctrica por 20 años, a través de una nueva central de generación eólica que se ubica en las cercanías de la primera etapa de Energía Sierra Juárez. Esta segunda etapa tiene una capacidad de 108 MW y una inversión aproximada de USD\$150 millones. Esta segunda etapa inició relación comercial durante el primer trimestre de 2022.

La Compañía considera que los clientes ideales para la electricidad generada por este proyecto son las empresas de servicios públicos del estado norteamericano de California y sujeto a la obtención de los permisos adicionales necesarios, también podría vender dicha electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista de México. El estado de California se encuentra entre los estados norteamericanos que cuentan con un mayor nivel de apoyo político para el desarrollo de fuentes de energía limpia, habiendo establecido en su legislación el objetivo de que para 2020 la electricidad generada a partir de fuentes renovables represente el 33% de las ventas de dicho insumo y para 2045 represente el 100%. México también apoya el uso de fuentes renovables, incluyendo especialmente el desarrollo de proyectos eólicos.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Energía Sierra Juárez:



*Principales contratos de Energía Sierra Juárez*Contrato de compraventa de electricidad

Toda la electricidad generada tanto por la etapa inicial de este proyecto como por la expansión es suministrada a SDG&E de conformidad con dos contratos de suministro. El primero, celebrado en abril de 2011, tiene una vigencia de 20 años contados a partir del 2015 y el segundo una vigencia de 20 años a partir del 2022. Ambos establecen una tarifa fija por MWh, sujeta a ajuste con base en factores relacionados con la hora del día.

Contrato de Compraventa de Participación

En abril de 2014, la Compañía celebró un contrato de compraventa de participación con InterGen conforme al cual, la Compañía vendió el 50% de su participación en la primera fase del proyecto de Energía Sierra Juárez a InterGen, por lo que creó un negocio conjunto 50/50 entre ellos. Este negocio conjunto se hará conforme al método de participación. Como condición a la venta de esta participación, la Compañía e InterGen celebraron contratos de negocio conjunto descritos a continuación. Durante 2018 Actis adquirió la participación de InterGen, convirtiéndose la primera en el nuevo socio de este proyecto. Adicionalmente, el negocio conjunto asumió la obligación remanente de la Compañía de un contrato de préstamo entre partes relacionadas anterior para el proyecto de Energía Sierra Juárez, el cual al 31 de diciembre de 2019 ha sido amortizado en su totalidad de acuerdo a los términos y condiciones establecidos. Con fecha 8 de enero de 2021, la Compañía informó al mercado que, subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez, de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas, mantienen en Energía Sierra Juárez. En marzo 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

Financiamiento del Proyecto

El 12 de junio de 2014, Energía Sierra Juárez, “ESJ” firmó un contrato de crédito, por USD\$239.8 millones con un grupo de 5 bancos: Mizuho como líder coordinador, NADB como banco técnico y modelador, y NAFIN, NORD/LB y SMBC como prestamistas. ESJ utilizó los fondos para la construcción del proyecto.

Debido a que la construcción de Energía Sierra Juárez concluyó en 2015, los préstamos de construcción se convirtieron en un préstamo a un plazo de 18 años. El periodo de amortización del crédito de acuerdo a los términos contractuales termina el 30 de junio de 2033, con pagos semestrales (cada 30 de junio y el 30 de diciembre hasta la fecha de vencimiento), comenzando el 30 de diciembre de 2015. El préstamo a largo plazo devenga intereses a la tasa Libor 6 meses más los siguientes márgenes:

Años	LIBOR Margen aplicable
Junio 2014 – Junio 2015	2.375%
Junio 2015 – Junio 2019	2.375%
Junio 2019 – Junio 2023	2.625%
Junio 2023 – Junio 2027	2.875%
Junio 2027 – Junio 2031	3.125%
Junio 2031 – Junio 2033	3.375%

El 8 de octubre de 2021 ESJ pagó anticipadamente la totalidad del crédito por un monto total de USD\$175 más intereses, derivados y otros costos accesorios.

Régimen Societario ESJ, el negocio conjunto de la Compañía con Actis

En julio de 2014, la Compañía e InterGen celebraron dos contratos de negocio conjunto. Dichos contratos proporcionan el marco para el gobierno corporativo del negocio conjunto (según se describe más adelante) y las asignaciones financieras entre los socios del negocio conjunto. Estos contratos también detallan el presupuesto acordado para la fase inicial del desarrollo del proyecto y el marco para aprobar futuros presupuestos de desarrollo. Durante 2018 Actis adquirió la participación de InterGen, convirtiéndose la primera en el nuevo socio de este proyecto a través de su subsidiaria Saavi Energía.

Lo siguiente, es un resumen de los términos materiales de los contratos de negocio conjunto entre la Compañía y Actis ya que se relacionan con el gobierno corporativo del negocio conjunto.

- a. Administración. El negocio conjunto es administrado por un consejo de gerentes conformado por cuatro representantes (dos designados por cada miembro). El consejo de gerentes puede designar oficiales para administrar los asuntos del negocio conjunto. Ciertas decisiones solo podrán ser aprobadas por el voto afirmativo del 55% o 75% del valor de participación de los miembros.
- b. Mecanismo de Resolución de Controversias. Si el estancamiento de las negociaciones entre los miembros no puede ser resuelto después de las negociaciones y mediación, cualquier miembro podrá ser autorizado por los contratos del negocio conjunto para que ofrezcan vender toda su participación en el capital o para comprar toda la participación en el capital de los otros miembros. Las controversias no relacionadas a asuntos que requieran el 55% o 75% de votos, que no puedan ser resueltas mediante negociaciones razonables entre la alta dirección de las partes, se resolverán a través de arbitraje vinculante.
- c. Distribuciones. Los contratos de negocio conjunto establecen que cualquier dinero en efectivo que no se requiera para pagar la deuda o para pagar los costos del negocio conjunto, pueden ser distribuidos a los miembros de acuerdo a lo establecido en el contrato de crédito.
- d. Transferencias de Participaciones en el negocio conjunto. Los miembros pueden transferir sus participaciones en el capital o su participación en créditos hechos por miembros del negocio conjunto, siempre que dichos miembros transfieran la totalidad de su participación a una persona si afecta cualquier transferencia y siempre que el adquirente se convierta en parte del contrato del negocio conjunto. Adicionalmente, cada miembro tiene derecho de preferencia en el caso que otro miembro desee transferir su participación a un tercero.

Con fecha 8 de enero de 2021, IEnova informó al mercado que, subsidiarias de Energía Sierra Juárez, presentaron una solicitud ante la FERC en relación con la potencial adquisición por parte de IEnova, a través de su subsidiaria Controladora Sierra Juárez., de la participación que Saavi Energía, a través de sus afiliadas mantienen en Energía Sierra Juárez. En marzo 2021, la Compañía informó que cerró la transacción correspondiente a la adquisición del 50 por ciento que Saavi Energía, a través de sus afiliadas. La participación accionaria de IEnova en ESJ aumentó del 50 por ciento al 100 por ciento derivado de esta transacción. El precio de compra del capital social de Saavi Energía fue de aproximadamente USD\$80 millones, neto del monto correspondiente de la deuda de la Compañía.

Ventika

Ventika fue adquirido en diciembre de 2016, ubicado en el estado de Nuevo León a aproximadamente 56 km de la frontera con Estados Unidos, incluye dos parques eólicos adyacentes de 126 MW cada uno, Ventika I y Ventika II, con una capacidad instalada de 252 MW mediante 42 aerogeneradores de 3 MW cada una. Ventika I y Ventika II operan como un solo parque eólico y están ubicados en el estado de Nuevo León.

Toda la capacidad de Ventika se encuentra contratada con sus socios autoabastecidos mediante contratos de suministro de energía a largo plazo, denominados en Dólares.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Ventika:



Principales contratos de Ventika

Contratos de suministro de electricidad

Ventika tiene contratos de suministro de energía que, en su conjunto, cubren el 100% de la capacidad estimada de generación de los parques eólicos y con una vigencia de 20 años contados desde abril de 2016. Dichos contratos se han celebrado con subsidiarias, afiliadas y partes relacionadas de FEMSA, CEMEX, FCA, DeAcero y el Tecnológico de Monterrey. Los contratos están denominados en Dólares a precios fijos y con una cláusula de incremento del 2.5% anual.

Las principales características de los contratos de suministro de energía (PPAs) que mantiene Ventika son, entre otras: (i) que, siempre y cuando Ventika entregue la energía a la subestación de CFE, cada contraparte de Ventika tiene la obligación de consumir mínimos de energía pre acordados, y de no hacerlo dichas contrapartes deben cubrir las tarifas respectivas (take-or-pay); (ii) cualquier cantidad por encima de la cantidad de energía acordada bajo los contratos de suministro de energía, puede ser adquirida por las contrapartes a una tarifa descontada, o bien puede ser suministrada directamente a CFE referenciado al precio de mercado; (iii) que contienen tarifas pre-acordadas con los socios autoabastecidos, denominadas en Dólares; y (iv) que, sujeto a las diversas reglas, condiciones y situaciones específicas de cada contrato, las contrapartes de dichos contratos no pueden darlos por terminados sin que medie incumplimiento de Ventika I o Ventika II, según sea el caso, y de hacerlo estarían contractualmente obligados a pagar a Ventika I o Ventika II, según corresponda, pagos por terminación en los montos establecidos en dichos contratos, y el consumo mínimo acordado en el contrato respectivo pendiente de ejercerse y pagarse.

CFE requiere pagos por capacidad a los usuarios de energía industriales y comerciales. Como incentivo a los auto-generadores de energía, CFE acredita los pagos por capacidad efectuados a las instalaciones de autogeneración de energía y que no utilizan la capacidad de CFE. De conformidad con los contratos de suministro de energía, cada contraparte deberá de realizar dichos pagos por capacidad a Ventika.

Debido a que el punto de entrega es el punto de interconexión, a través del contrato de interconexión con CFE, los servicios de transmisión e interconexión de electricidad que cobra Ventika equivalen a lo que CFE le cobra por estos.

Contrato de operación y mantenimiento

De noviembre 2018 hasta abril 2021, el operador, era una empresa afiliada de Nordex, la cual proporcionaba a Ventika los servicios de operación y mantenimiento mediante contratos con 5 años de vigencia. Mediante estos contratos, el operador garantizaba la disponibilidad de cada parque en los límites establecidos en el propio contrato durante la vigencia del mismo. Conforme a estos contratos, el operador daba a Ventika servicios de operación y mantenimiento típicos para este tipo de proyectos, y el operador era responsable (dentro de los límites de cada contrato) de operar los proyectos en términos de la legislación aplicable y los distintos permisos y autorizaciones aplicables a cada proyecto, de los derechos y contratos de uso de los terrenos, de los planes operativos e instrucciones de Ventika, de los contratos de interconexión y de los demás contratos y documentos aplicables. El operador era responsable de obtener el personal necesario para la ejecución de sus servicios. Previo a noviembre 2018, dichos servicios eran prestados por una afiliada de Acciona.

El monitoreo y control de las operaciones de cada turbina se realiza mediante el sistema SCADA.

Durante 2021 la Compañía asumió las operaciones de operación y mantenimiento del parque.

Contrato de administración de activos

Desde mayo 2020 IEnova tomó la totalidad de la administración de Ventika incluyendo actividades como el manejo de inventario, cuentas por cobrar, y otros activos y servicios; así como el cumplimiento de los contratos principales que ha suscrito Ventika, así como los de ingeniería, procuración y la vigilancia o supervisión de temas de construcción; operación y mantenimiento, financiamiento, comunicación y administración de aspectos financieros con los acreedores.

Contrato de crédito, modalidad financiamiento de proyecto

Para la construcción y puesta en marcha del parque eólico, cada una, Ventika I y Ventika II, obtuvieron un crédito preferente en la modalidad de financiamiento de proyecto por un total conjunto de hasta USD\$485 millones. Los bancos acreedores son: NADB, Banobras, NAFIN, Bancomext y Santander.

Como resultado de la Transacción, las obligaciones de pago del financiamiento permanecen con cada una de Ventika I y Ventika II, respectivamente, aunque Controladora Sierra Juárez asumirá ciertos derechos y obligaciones conforme a los distintos documentos de dicho financiamiento, en sustitución directa de los Accionistas Minoritarios y de Fisterra, como se menciona a continuación.

Todo el capital emitido de Ventika I y Ventika II, como también sustancialmente todos sus activos, garantizan las obligaciones de pago del financiamiento de Ventika I y Ventika II. El financiamiento es en modalidad de financiamiento de proyecto, ni la Compañía, ni Controladora Sierra Juárez, han asumido obligación directa de pago frente a los acreedores de los financiamientos. La Compañía garantizaba el pago de servicio de la deuda por medio de cartas de crédito.

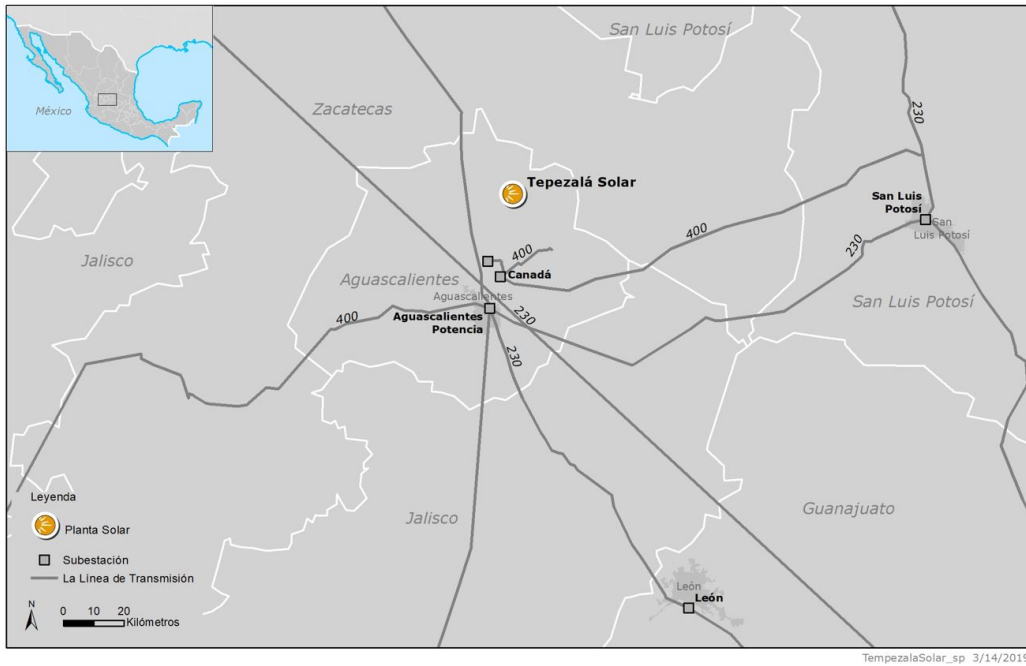
El 13 de octubre de 2021, Ventika I y Ventika II pagaron de forma anticipada la totalidad del crédito, por un monto total de USD\$375.2 millones más intereses, costo de cierre de derivados y otros costos accesorios.

Generación de electricidad a partir de fuentes solares

Tepezalá Solar

En enero de 2017, la Compañía anunció la firma de un contrato por 20 años y dos contratos a 15 años con CFE, para suministrar los productos generados del proyecto Tepezalá Solar, con una capacidad de 100 MW_{ac} y localizado en el estado de Aguascalientes. Los contratos incluyen 20 años de CELs y 15 años para capacidad y energía eléctrica. El proyecto Tepezalá Solar se desarrolló y construyó en asociación entre la Compañía y Trina Solar. Trina Solar es una compañía dedicada a la producción de módulos solares fotovoltaicos y optimización de sistemas de energía solar. Inició operación en 2019.

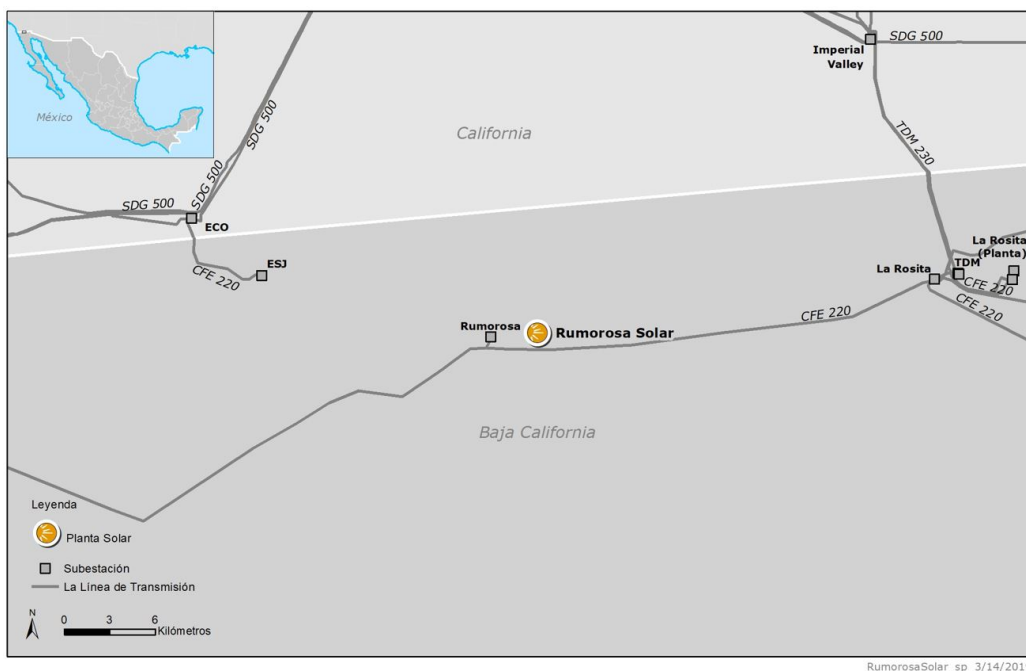
El siguiente mapa muestra la ubicación de Tepezalá Solar:



Rumorosa Solar

En enero de 2017, la Compañía anunció la firma de contratos con CFE, para suministrar productos generados en el proyecto Rumorosa Solar, con una capacidad de 44 MW_{AC} y localizado en el estado de Baja California, cerca del parque eólico Energía Sierra Juárez. Los contratos incluyen 20 años de CELs y 15 años para energía. El proyecto inició operaciones en 2019.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Rumorosa Solar:



Pima Solar

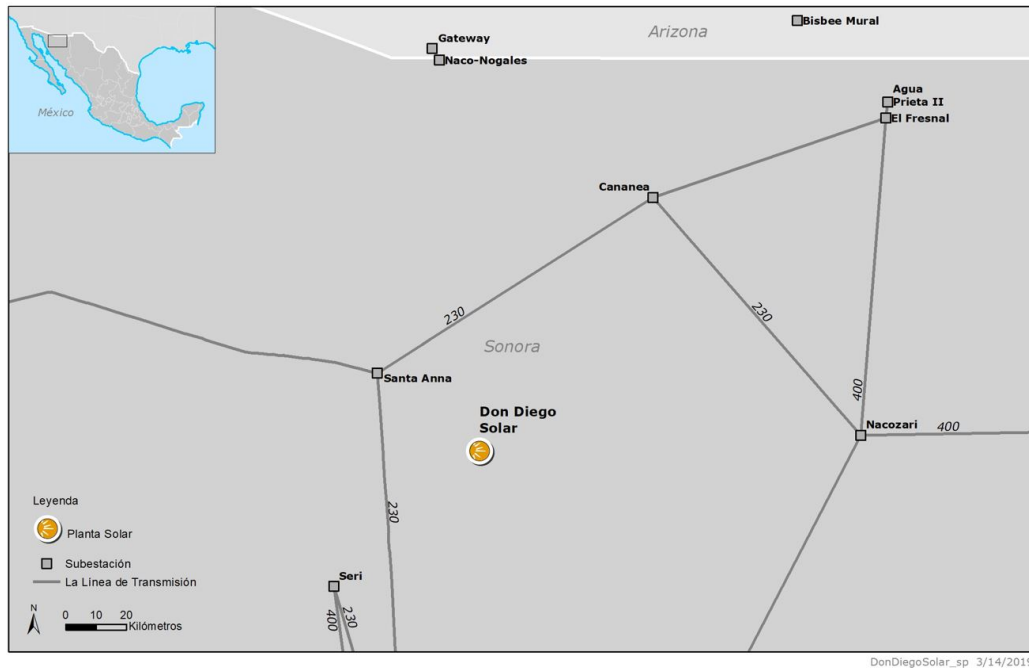
En diciembre de 2019, la Compañía firmó un contrato de suministro eléctrico por 19 años con la empresa DeAcero para suministrarle energía, CELs y capacidad generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. La Compañía desarrolló, construyó e inició la operación del proyecto Pima Solar en el primer trimestre de 2019, cuenta con una capacidad de 110 MW_{AC}. El siguiente mapa muestra la ubicación de Pima Solar:



Don Diego Solar

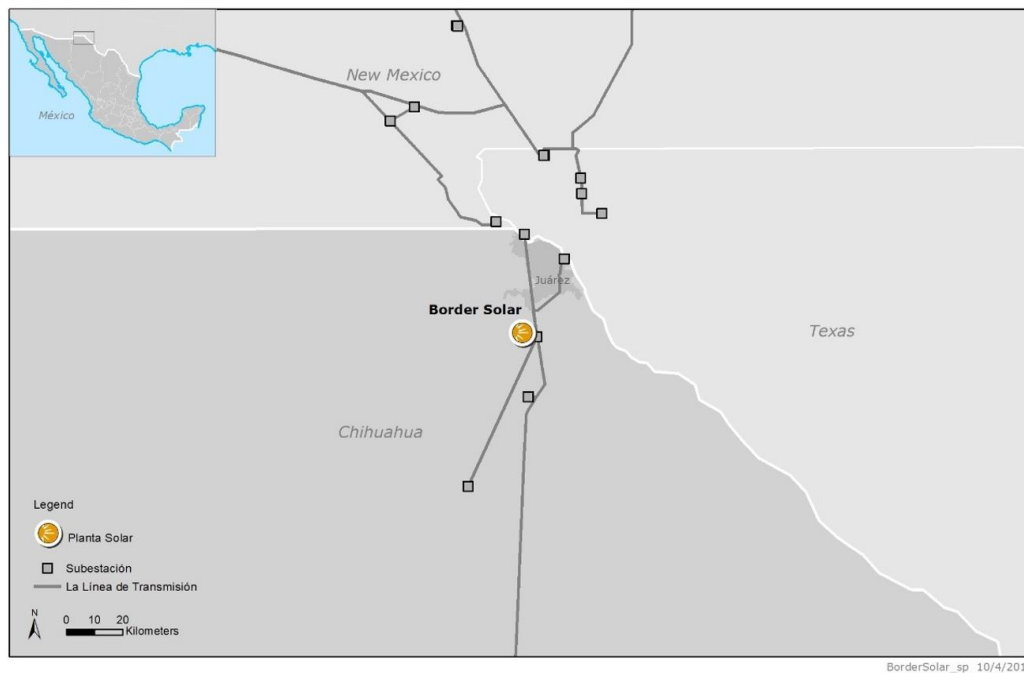
Parque solar ubicado en el municipio de Benjamín Hill en el estado de Sonora, el cual inició operaciones en 2020. Cuenta con una capacidad de 125MW_{AC} y con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones. Don Diego Solar tiene contratos de suministro de energía firmados con sus socios Liverpool, Autlán y Scotiabank. El proyecto se encuentra generando energía al 100% de su capacidad, la cual se entrega a Liverpool y CFE (a este último a precio *Spot*), el suministro a Autlán y Scotiabank iniciará una vez que se obtenga la autorización de la CRE.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Don Diego Solar:



Border Solar

Parque solar ubicado en el municipio de Ciudad Juárez en el estado de Chihuahua. El parque cuenta con una capacidad de 150 MW_{ac}. La inversión fue de aproximadamente USD\$160 millones. Inició operaciones durante el primer trimestre de 2021. Border Solar suministrará energía a Liverpool, Círculo K, GCC y Envases Universales una vez que se obtenga la autorización de la CRE. Actualmente, la totalidad de la energía producida por Border Solar se vende a CFE a precio *Spot* de acuerdo a lo estipulado en el Contrato de Interconexión. El siguiente mapa muestra la ubicación de Border Solar:



Inmuebles y derechos de uso de suelo

Segmento Gas

Negocio de Ductos

Los bienes inmuebles del negocio de ductos se ubican principalmente dentro de las siguientes tres categorías: (1) servidumbres de paso contratadas con particulares, ejidos o comunidades, (2) permisos otorgados por autoridades federales, estatales y municipales para el cruce de caminos, vías de ferrocarril y cuerpos de agua, así como para el uso de cualesquiera otros inmuebles y/o infraestructura pertenecientes a la nación, y (3) bienes arrendados, usufructuados y/o propios, utilizados principalmente para la ubicación de instalaciones superficiales tales como válvulas para gasoductos, estaciones de medición y estaciones de compresión. La Compañía considera que los documentos que acreditan sus derechos sobre las porciones de dichos inmuebles de los que es propietaria, son satisfactorios. La Compañía ha ocupado sus inmuebles arrendados durante muchos años y no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo con respecto a los derechos de propiedad de los terrenos donde se ubican sus activos, y considera que los documentos que acreditan sus derechos como arrendataria de dichos terrenos son satisfactorios. Excepto por lo señalado en la sección "Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales" la Compañía no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo con respecto a la titularidad de los derechos de propiedad subyacentes de sus inmuebles arrendados, en usufructo, servidumbres, derechos de vía o permisos, y considera que los documentos que acreditan sus derechos como arrendataria, permissionaria o usufructuaria, son satisfactorios.

Negocio de Gas Natural Licuado

La Terminal de GNL está instalada en terrenos propios con una superficie de aproximadamente 450 hectáreas, ubicado en una región remota de la costa de Baja California que no había sido desarrollada. Las instalaciones marítimas de la terminal incluyen un solo muelle protegido del mar abierto por una calzada, con espacio para otro adicional. Las instalaciones marítimas han sido aprobadas por la CRE para aceptar buques con capacidades de entre 70,000 m³ y 217,000 m³ (16.0 Mmthd a 49.7 Mmthd). Una parte de este terreno ha sido nivelada y graduada para la posible ampliación de la planta a fin de agregar dos tanques de almacenamiento adicionales. La Compañía también cuenta con una concesión con vigencia de 30 años para la ocupación y el uso de la zona federal marítimo terrestre aledaña a su inmueble, que está sujeta a renovación en forma periódica. El título de dicha concesión ampara la construcción de un muelle y otra infraestructura relacionada con la Terminal de GNL. Actualmente, la Compañía está involucrada en ciertos litigios relacionados con los derechos de propiedad del inmueble donde se ubica la Terminal de GNL. Véase la sección “Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales - Asuntos sobre ECA.”

Negocio de Distribución de Gas Natural

Los bienes inmuebles del negocio de distribución de la Compañía incluyen principalmente servidumbres de paso, derechos de vía y permisos, licencias y arrendamientos otorgados por autoridades gubernamentales o particulares. Por lo general, los gasoductos que integran el sistema de distribución de gas natural de la Compañía transcurren en forma paralela a vías públicas, en cuyo caso la Compañía paga al municipio correspondiente por el derecho de mantener y operar dichos sistemas a lo largo de dichos caminos. Cuando los gasoductos de la Compañía entran a los inmuebles de sus clientes, la Compañía obtiene principalmente servidumbres de paso que le otorgan acceso a dichos inmuebles y le permiten operar dichos sistemas y proporcionarles mantenimiento. En el caso de las zonas de distribución La Laguna-Durango y Chihuahua, la Compañía también arrienda de PEMEX ciertos derechos de vía. Aproximadamente el 96% de la longitud total de la red de gasoductos transcurre debajo de caminos públicos. La Compañía considera que los documentos que acreditan sus derechos con respecto a la totalidad de sus servidumbres, derechos de vía, permisos, licencias y arrendamientos, son satisfactorios, ha ocupado los derechos de vía durante muchos años, y no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo con respecto a los terrenos donde se ubican sus activos. Además, la Compañía arrienda un total de aproximadamente 17,600 metros cuadrados de espacio comercial y de oficinas en las ciudades de Chihuahua, Torreón y Mexicali.

Negocio de Almacenamiento de Petrolíferos

Respecto a la Terminal Marina de Almacenamiento de Líquidos en Veracruz, la Compañía firmó un contrato de cesión parcial de derechos concesionados con la API de Veracruz, con una vigencia de 20 años, respecto de una superficie aproximada de 12 hectáreas con un frente de agua de 300 metros lineales, para desarrollar, construir y operar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos. Adicionalmente, la Compañía celebró un contrato de arrendamiento con la misma API de Veracruz para el desarrollo de un patio ferroviario para la salida de hidrocarburos de la Terminal.

Por otra parte, la Compañía ha sido adjudicada por la Administración Portuaria Integral de Topolobampo, en Sinaloa, para el desarrollo de una Terminal Marina de Almacenamiento de Hidrocarburos, que se desarrollará a través de un contrato de cesión parcial de derechos concesionados, respecto de una superficie aproximada de 9.7 hectáreas de superficie terrestre y 1.9 de superficie marítima.

En cuanto a la terminal terrestre Puebla, la Compañía se encuentra en etapa de comisionamiento, la Compañía ha adquirido los terrenos para el proyecto a través de usufructos por 20 años, prorrogables por dos periodos de 20 años, con opción a compraventa, en tierras ejidales. Esta terminal se encuentra en construcción, próxima al inicio de operación.

En cuanto a la Terminal de Baja Refinados, ésta se ubicará dentro del Centro Energético La Jovita, localizado a 23 km al norte de Ensenada, B.C. El proyecto ha adquirido a través de compraventa, arrendamientos y servidumbres de paso, una superficie aproximada de 27 hectáreas para su desarrollo.

Respecto a la terminal marina de recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Manzanillo, Colima, la Compañía cuya subsidiaria es propietaria de aproximadamente 87 hectáreas de los terrenos donde se prevé construir la terminal.

Negocio de Gas LP

La Terminal de Almacenamiento de Gas LP que se encuentra en operación, está instalada en un terreno propio de la Compañía con una superficie de aproximadamente 44 hectáreas, ubicada en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco.

Segmento Electricidad

Negocio de generación de electricidad con gas natural

Termoeléctrica de Mexicali es propietaria de terrenos con una superficie de aproximadamente 30.6 hectáreas, ubicados aproximadamente 15 km al poniente de la ciudad de Mexicali y 5 km al sur del cruce fronterizo con los Estados Unidos. La planta de generación y toda su infraestructura accesoria, incluyendo la planta de tratamiento de aguas residuales, están ubicadas en inmuebles propios. La Compañía también cuenta con derechos de vía otorgados por la Oficina de Administración de Tierras de los Estados Unidos (*U.S. Bureau of Land Management*) respecto de los inmuebles sobre los que transcurren las líneas de generación que conectan a la planta con la subestación Imperial Valley en los Estados Unidos. Además, la Compañía cuenta con diversos permisos y contratos relacionados con los derechos de vía de la línea de transmisión de energía y del acueducto que atiende a la planta de generación, incluyendo los correspondientes a la ocupación y el cruce de inmuebles del dominio público.

Negocio de generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

Por lo que respecta al parque eólico Energía Sierra Juárez, cuya fase inicial entro en funcionamiento en junio de 2015, la Compañía mantiene celebrado un contrato en tierras ejidales, desde noviembre de 2006, donde se construyó la primera fase del parque eólico Energía Sierra Juárez. El contrato tiene una vigencia de 30 años y puede prorrogarse por un plazo de 30 años adicionales.

Por otra parte, la expansión del parque eólico Energía Sierra Juárez para el suministro de energía eléctrica a San Diego Gas & Electric Company, conforme al contrato de suministro de energía eléctrica firmado por Energía Sierra Juárez 2 U.S., LLC el 16 de noviembre de 2017, se desarrolló dentro del área ejidal arrendada previamente y en un lote adyacente de 78 hectáreas.

Con respecto de la planta generadora de energía eólica de Ventika, los derechos de uso de suelo fueron negociados directamente con los propietarios de 7,200 hectáreas de un segmento en donde se encuentra la planta, además de las áreas necesarias para subestaciones y accesos. Los derechos de uso de suelo incluyen el derecho de paso con una vigencia indefinida, así como usufructos con una vigencia de 20 años, los cuales están sujetos a renovación subsecuente, de acuerdo a las condiciones legales vigentes.

Negocio de generación de electricidad a partir de fuentes solares

En cuanto a los proyectos solares, la Compañía desarrolló el proyecto Tepezalá Solar ubicado en el estado de Aguascalientes, para lo cual ha celebrado diversos arrendamientos en tierras ejidales, sobre una superficie aproximada de 334 hectáreas, negoció el derecho de vía para la línea de transmisión y los caminos de acceso se encuentran contratados. Los arrendamientos fueron celebrados por 20 años, con cuatro prórrogas de cinco años.

Por otra parte, Don Diego Solar es un proyecto ubicado en Benjamín Hill, Sonora, para lo cual la Compañía adquirió en arrendamiento una propiedad privada de 498 hectáreas aproximadamente, por 20 años inicialmente, prorrogable por dos periodos de diez años.

En lo que respecta al proyecto Rumorosa Solar ubicado en Mexicali, Baja California, cerca del parque eólico Energía Sierra Juárez, la Compañía mantiene en usufructo aproximadamente 135 hectáreas por 20 años prorrogable por dos periodos de 20 años, y una servidumbre de paso en 8.3 hectáreas por 30 años prorrogable por 30 años, en tierras ejidales.

En relación al proyecto Pima Solar la Compañía ha contratado 580 hectáreas de propiedad privada mediante arrendamiento por 20 años prorrogable por 20 años más, y aproximadamente 15 hectáreas de servidumbres de paso de manera indefinida, en el municipio de Caborca, Sonora.

Finalmente, Border Solar, adquirido por IEnova en 2018, mantiene un usufructo de 578 hectáreas por 20 años prorrogables por 20 años más, para el parque, y alrededor de 0.6 hectáreas de servidumbres de paso, adquiridas por tiempo indefinido, en Ciudad Juárez, Chihuahua.

Excepto por lo señalado en la sección "Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales", la Compañía considera que los documentos que acreditan hasta la fecha la titularidad de sus derechos con respecto a la propiedad, servidumbres de paso, arrendamientos usufructos u otros, donde se ubican o desarrollará sus activos, son satisfactorios, y no tiene conocimiento de la existencia de algún conflicto que sea significativo.

Seguros

Los proyectos en construcción y activos en operación de la Compañía están cubiertos por pólizas de seguro que, en opinión de la misma se asemejan a las contratadas por otras empresas dedicadas a actividades similares y que amparan la integridad de las personas, comunidades, medio ambiente y propiedad de la Compañía tomando como base el cumplimiento regulatorio y de buenas prácticas internacionales.

Para ambas etapas, construcción y operación, la Compañía considera al menos las siguientes pólizas: (1) Seguros de Responsabilidad Civil General y Ambiental frente a terceros por lesiones físicas, daños en bienes y contaminación súbita y espontánea; (2) Seguros de Responsabilidad Vehicular frente a terceros por lesiones físicas y daños en bienes causados por la operación de los vehículos propios, arrendados o ajenos utilizados por los empleados de la Compañía durante el desempeño de sus funciones; y (3) Seguros de propiedad que amparan el valor de reposición de todos los bienes inmuebles y muebles pertenecientes a la Compañía e incluyendo la cobertura contra las pérdidas ocasionadas por la descompostura de equipos, terremoto, incendio, explosión, fenómenos hidrometeorológicos, terrorismo así como la demora en arranque e interrupción de negocio como resultado de dichas eventualidades.

Todas las pólizas de seguro están sujetas a términos, condiciones, límites, exclusiones y deducibles aceptados en la industria y que se asemejan a los aplicables a otras empresas del sector de energía. La Compañía cuenta con varios programas de aseguramiento avalados por entidades aseguradoras y reaseguradoras locales e internacionales con calificación crediticia de grado de inversión en escala global.

Procesos judiciales, administrativos o arbitrales:

xi) Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales

Derivado de las operaciones y propiedades de la Compañía, puede verse afectada por litigios y procedimientos administrativos. Estos son relativos a acciones por reclamaciones presentadas por los proveedores y clientes, autoridades gubernamentales federales, estatales o locales, incluidas las autoridades fiscales, los residentes vecinos y activistas ambientales y sociales, así como litigios laborales. A excepción de lo descrito a continuación, no hay procedimientos gubernamentales, judiciales o

de arbitraje en contra de la Compañía que puedan tener un efecto material adverso en el negocio, posición financiera y resultados de operaciones de la Compañía:

- a. *Recursos de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuestos por Castro, Valdez y Palafox.* En mayo de 2003, Hiram Castro Cruz y Roberto Valdez Castañeda (“Castro y Valdez”), conjuntamente, y Mónica Fabiola Palafox (“Palafox”), actuando individualmente, interpusieron recursos de revisión ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”) para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de ECA otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de Inmuebles Vista Glof (“IVG”). La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (“TFJFA”), en la Ciudad de México, recursos de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TFJFA dictó las sentencias declarando nulos los acuerdos por los que la SEMARNAT desechó los recursos de revisión, ordenando a la SEMARNAT emitir nuevos acuerdos en los términos establecidos en dichas sentencias. En el caso de Castro y Valdez, la SEMARNAT admitió el recurso, y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez del MIA. En marzo de 2012, Valdez interpuso ante el TFJFA un recurso de nulidad de la resolución emitida por la SEMARNAT y ECA interpuso ante el Tribunal Colegiado de Circuito para el Distrito Federal, un recurso en contra de la sentencia por la que el TFJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdez. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución sobre el MIA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdez y Palafox son infundadas. Finalmente, en el caso de Roberto Valdez se presentó un procedimiento de anulación mediante una sentencia publicada en enero de 2017.
- b. *Demanda agraria con Saloman Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul.* En febrero de 2006, interpusieron ante el tribunal unitario agrario de distrito en Ensenada una demanda en contra de la Secretaría de la Reforma Agraria, ECA y otros 20 demandados. Dicha demanda tiene por objeto obtener una declaratoria de nulidad de los derechos de propiedad otorgados por el Registro Agrario Nacional respecto de algunas parcelas del terreno donde se ubica la Terminal de ECA, así como la restitución de otra parcela que presuntamente se encuentra ubicada en el mismo lugar, con base en el argumento de que los títulos de propiedad expedidos a favor de los propietarios precursores de ECA se expidieron indebidamente y sin tomar en consideración los derechos de propiedad existentes de dichos inmuebles. En septiembre de 2011 se celebró una audiencia definitiva al respecto, en la cual los actores ofrecieron ciertas pruebas para ampliar su demanda. El juez no admitió las pruebas, y antes de que se dictara sentencia, los actores interpusieron una demanda de amparo en contra de la negativa del juez a la admisión de pruebas. La acción del juez está suspendida por el amparo, y el juicio de amparo no puede proceder sino hasta que el tribunal haya corrido traslado de la demanda civil al resto de los demandados, lo cual no ha ocurrido. La Compañía considera que la demanda es infundada.

Después de diversas audiencias diferidas, con fecha 9 de junio de 2015 fueron debidamente notificadas las partes de este procedimiento. Con esa misma fecha, se llevó a cabo la celebración de la audiencia durante la cual quedó trabada la litis y ofrecidas las pruebas de todas las partes. Dado el cúmulo de material probatorio, el Tribunal se reservó el derecho de estudio y valoración de las mismas para posteriormente indicar nueva fecha de audiencia. La misma se llevó a cabo en septiembre de 2015 donde no existió resolución posteriormente se programó el desahogo de una prueba pericial en campo, para el 3 de noviembre de 2016. Dicha prueba se desahogó y a la fecha fue sometida al Tribunal Agrario.

El 3 de noviembre de 2017, se llevó a cabo una diligencia de inspección y estudio de campo con ayuda de varios expertos ofrecidos por los litigantes. Los expertos hicieron entrega de sus opiniones sobre dicha inspección.

El día 8 de julio de 2021 se dictó sentencia en la cual se declaró la improcedencia de la acción y se absolvió a ECA de las prestaciones reclamadas. La parte actora interpuso recurso de revisión en contra de la sentencia definitiva, el cual se turnó al Tribunal Superior Agrario bajo recurso de revisión 462/2021.

Con fecha 2 de febrero de 2022 se resolvió el recurso de revisión a favor de ECA, declarándolo infundado y se confirmó la sentencia definitiva.

La parte contraria promovió demanda de amparo directo en contra de la sentencia dictada por el Tribunal Superior Agrario, misma que está pendiente de remitirse a un Tribunal Colegiado para su resolución. Se estima que la sentencia que resuelva el juicio de amparo, será dictada en un plazo de 5 a 6 meses.

c. Demanda de amparo en contra de los permisos emitidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente ("ASEA") y por la Secretaría de Energía de México ("SENER") relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental ("MIA") y la Evaluación de Impacto Social ("EVIS"), respectivamente, de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA. En agosto de 2018, el complejo Turístico Bajamar, a través de Banco Santander Mexico, S.A. Institución de Banca Múltiple Grupo Financiero Santander Mexico, Institución Fiduciaria en el Fideicomiso Numero 53153-0, presentó una demanda de amparo ante el Juez 8 de Distrito con residencia en Ensenada, Baja California, en contra de la MIA y la EVIS de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA, bajo expediente 390/2018, mismos que fueron emitidos a finales del 2017 por la ASEA y por la SENER, respectivamente. El Juez de Distrito admitió la demanda y otorgó la suspensión provisional a efecto de que se mantengan las cosas en el estado en que se encuentran, y sin suspender el procedimiento, no se emita resolución final sobre la autorización de las obras y/o construcciones y/o operación del proyecto del cual derivan los actos reclamados, siempre y cuando no hayan ocurrido.

La audiencia incidental que estaba programada para el 23 de octubre de 2018 se difirió para el 28 de enero de 2019, posteriormente para el 11 de abril de 2019, en la cual se fijó una nueva fianza, y se levantó la suspensión concedida en su momento.

La audiencia constitucional está fijada para el día 11 de mayo de 2022. Está pendiente de desahogarse una prueba pericial en valuación, ofrecida por la parte quejosa. Respecto a la suspensión definitiva de los actos reclamados, originalmente se concedió la misma, empero, la Compañía logró que dejara sin efectos.

d. Juicio de amparo indirecto que conoce el Juzgado 8 de Distrito con residencia en Ensenada B.C. presentado por Asociación de Colonos Bajamar, A.C. en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. La audiencia constitucional está fijada para el 11 de mayo de 2022. El Juez negó la suspensión definitiva de los actos reclamados, lo cual fue recurrido por la quejosa. El Tribunal Colegiado concedió la suspensión. Se solicitó una contrafianza para que se deje sin efectos la suspensión, lo cual fue negado por el Juez por lo que se impugnó dicha negativa, pero la suspensión fue conformada por el Segundo Tribunal Colegiado del Decimoquinto Circuito.

La parte quejosa promovió incidente de violación a la suspensión definitiva, el cual fue resuelto a favor de la Compañía mediante sentencia de fecha 23 de febrero de 2022. La quejosa interpuso recurso de queja en contra de la citada sentencia, mismo que está pendiente de ser resuelto por un Tribunal Colegiado de Circuito.

El presente juicio de amparo originalmente se tramitaba ante el Juzgado 9 de Distrito en el Estado, empero, fue acumulado al diverso amparo de Banco Santander Mexico, S.A. antes descrito, a fin de que se resuelvan ambos litigios en la misma resolución que dictará el Juez 8 de Distrito en el Estado, de esa manera se evitan sentencias contradictorias.

e. Demanda de Amparo presentada por TAG Pipelines Norte en contra de Clausura de la válvula MLV2211, del Gasoducto Los Ramones II Norte, realizada por el Municipio de Dr. Arroyo, Nuevo León, por la supuesta falta de la Licencia de Uso de Edificación, derivada de una supuesta inspección ordenada en el oficio número 001/2019 de fecha 21 de febrero de 2019, llevada a cabo el día 25 de febrero de 2019. TAG Pipelines Norte promovió Juicio de Amparo ante el Juzgado Tercero de Distrito. en Materia Administrativa en Monterrey, Nuevo León, cuyo cuaderno de amparo es el 413/2019 siendo las autoridades responsables el Presidente Municipal de Dr. Arroyo, los Síndicos Primero y Segundo de dicho Municipio, y el Secretario de Desarrollo Urbano y Obras Públicas. Es de resaltar que en fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, a petición vía exhorto, del Municipio de Dr. Arroyo Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la Resolución contenida en el oficio número 090/2019, de fecha 29 de marzo de 2019,

por la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un Crédito Fiscal. La Resolución 090/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019, cuyo proceso continúa. Se resolvió el Recurso de Queja cuyo número de expediente es el 293/2019, radicado en el Primer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa, promovido en contra del desechamiento de la ampliación de la demanda promovida. La disputa fue resuelta en enero de 2022 como se menciona al final del siguiente inciso.

- f. En fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la resolución contenida en el oficio número 122/2019, de fecha 29 de marzo de 2019, por supuestamente no haber cubierto en su totalidad diversas contribuciones como el permiso de uso de suelo, aprobación de planos de construcción, y la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un crédito fiscal. La Resolución 122/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019. Finalmente en enero de 2022, un acuerdo de liquidación se negoció, en el cual TAG Pipelines Norte pago a los municipios de Aramberri y Dr. Arroyo la cantidad de USD\$1,443 (\$30 millones de pesos mexicanos) para liquidar dicha disputa.
- g. Juicio de amparo indirecto número 603/2018 que conoce el Juzgado 9 de Distrito con residencia en Ensenada, B.C. presentado por Asociación de Colonos Bajamar, A.C. en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. ECA recientemente fue notificada del juicio. La audiencia constitucional fijada para el 24 de febrero de 2020. El juez negó la suspensión definitiva de los actos reclamados, lo cual fue recurrido por la quejosa. El tribunal Colegiado concedió la suspensión. Se solicitó una contra fianza, para que se deje sin efectos la suspensión, lo cual fue negado por el juez, y recurriremos dicha negativa lo cual se encuentra pendiente de resolución.
- h. Demanda de Amparo presentada el 12 de Febrero 2020 por IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V. ("IEnova Marketing"), ECAL, Ecogas México, S. de R. L. de C. V. y Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V., mediante el cual las partes quejas como enajenantes de gas natural en el territorio de Baja California o bien como compradores de dicha mercancía, combaten el "Impuesto Sobre la Venta de Primera Mano de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación al medio ambiente" previsto en la Ley de Hacienda del Estado de Baja California, asimismo, combaten los artículos de la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California que establecen el "Impuesto Ambiental Sobre Venta de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación del medio ambiente", previsto en la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California, aprobados por el Congreso de Baja California, publicados en el Periódico Oficial del Estado el 31 de diciembre de 2019. Con fecha 1 de Mayo de 2020, el Congreso de Baja California derogó dicho impuesto, por lo que a la fecha de este Reporte Anual ya no es aplicable. Con base en lo anterior, la Compañía está en espera de que se dicte la resolución definitiva del Amparo por parte de los tribunales correspondientes con el objeto de recuperar los montos pagados antes de la derogación del impuesto.
- i. En mayo de 2020, los dos clientes de capacidad de terceros en la Terminal de Regasificación ECA LNG, Shell México y Gazprom, afirmaron que una actualización de 2019 de los términos y condiciones generales para el servicio en la instalación, según lo aprobado por la CRE, resultó en un incumplimiento de contrato por ECA y caso de fuerza mayor. En julio de 2020, Shell México presentó una solicitud de arbitraje de la disputa y Gazprom se unió al procedimiento, y se llevó a cabo una audiencia en octubre de 2021. Esperamos recibir una decisión final en el procedimiento de arbitraje en el segundo trimestre de 2022.

ECA ha realizado retiros de las cartas de crédito de Shell por falta de pago y ya están agotadas. Aunque Gazprom ha pagado de manera regular, ECA recientemente hizo retiros de las cartas de crédito de Gazprom por falta de renovación de las mismas. Además del procedimiento de arbitraje, Shell también interpuso un recurso de inconstitucionalidad contra la aprobación por parte de la CRE de la actualización de los términos y condiciones generales y un recurso de

inconstitucionalidad adicional contra la emisión del permiso de licuefacción. La solicitud de Shell de suspender la aprobación de los términos y condiciones generales por parte de la CRE fue denegada y confirmada en apelación. La demanda sobre la emisión del permiso de licuefacción fue denegada y, en apelación fue anulada y remitida a la instancia inferior para dictar una nueva sentencia que cumpla con ciertos requisitos técnicos relacionados con un error administrativo en el fallo original. La medida cautelar continúa siendo denegada. (Ver la sección de acontecimientos recientes)

j. Tarifas de transmisión para instalaciones de generación legadas. El 28 de mayo de 2020, la CRE aprobó una actualización de las tarifas de transmisión incluidas en los contratos de energía renovable y cogeneración legados, basándose en la afirmación de que las tarifas de transmisión legadas no reflejaban costos justos y proporcionales para proporcionar los servicios aplicables y, por lo tanto, crearon condiciones competitivas injustas. Tres de las instalaciones de energía renovable de IEnova (Don Diego Solar, Border Solar y Ventika) son actualmente titulares de contratos con dichas tarifas legadas y, según los términos de estos contratos, cualquier aumento en las tarifas de transmisión se transferiría directamente a sus clientes. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, las tres plantas obtuvieron resoluciones favorables de primera instancia y la CRE ha apelado dichas decisiones, las cuales fueron definitivamente confirmadas a favor de las plantas Ventika, Don Diego Solar y Border Solar. La resolución es definitiva y final.

Compradores de permisos de generación legados. En octubre de 2020, la CRE aprobó una resolución para modificar las reglas para la inclusión de nuevos socios autoabastecidos de permisos de generación y autoabastecimiento (la Resolución de Autoabastecimiento), que entró en vigencia de inmediato.

La Resolución de Autoabastecimiento prohíbe a los titulares de permisos de autoabastecimiento agregar nuevos socios autoabastecidos que no estaban incluidos en los planes originales de desarrollo o expansión, hacer modificaciones a la cantidad de energía asignada a los socios autoabastecidos nombrados e incluir centros de carga que hayan celebrado un acuerdo de suministro bajo Ley de la Industria Eléctrica de México. Don Diego Solar y Border Solar y las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika son titulares de permisos de autoabastecimiento y se ven afectados por la Resolución de Autoabastecimiento. Si IEnova no puede obtener protección legal para estas instalaciones afectadas, IEnova espera vender la capacidad de Border Solar y una parte de la capacidad de Don Diego Solar afectada por la Resolución de Autoabastecimiento en el Mercado Eléctrico mayorista. Actualmente, los precios en el mercado al contado son significativamente más bajos que los precios fijos en los Contratos de Compraventa de Energía (“PPA” por sus siglas en inglés) que se firmaron mediante permisos de autoabastecimiento. IEnova presentó demandas contra la Resolución de Autoabastecimiento y contra la negativa que recibieron por parte de la CRE, Border y Don Diego para incluir en su permiso a sus socios autoabastecidos, por lo que está evaluando la forma de obtener medidas cautelares que permitirían a Don Diego y Border Solar entregar energía eléctrica a sus socios autoabastecidos mientras se llega a una decisión final en las demandas que ha presentado.

Al 30 de junio de 2021, IEnova tenía permisos de transmisión y consumo de energía renovable previamente otorgados por la CRE. IEnova ha presentado demandas contra la Resolución del cliente y recibió una orden judicial definitiva, por lo que la CRE no aplicará la Resolución del comprador antes de la resolución final. Si IEnova no puede obtener protección definitiva contra la Resolución del cliente, Border Solar y Don Diego Solar tendrán prohibido entregar energía eléctrica a todos (con respecto a Border Solar) o una parte (con respecto a Don Diego Solar) de sus respectivos clientes a la espera de la resolución final de estas demandas.

El CENACE interpuso Recurso de Revisión contra la resolución que otorgó la Suspensión Definitiva, en espera de que se resuelva. Pendiente de acordar escritos de ofrecimiento de pruebas periciales. Se encuentra en preparación de las pruebas para su desahogo, pendiente de que se dicte sentencia. Actualmente se cuenta con dos sentencias favorables de primera instancia que están en revisión por los Tribunales colegiados para los activos que están bajo el régimen de autoabasto y para el suministrador calificado, aún esta pendiente se dicte la sentencia correspondiente a las de Generadores bajo el régimen LIE, la cual se espera sea dictada en las próximas semanas.

En el mes de enero de 2022 se obtuvo sentencia favorable de una instancia contra la RES 1094 que impedía la inclusión de nuevos socios a los permisos de autoabasto, misma que esta en revisión ante los Tribunales Colegiados. Se recibió por parte de la CRE la negativa de incluir socios en los permisos de Border Solar y Don Diego Solar decisión que se recurrió por vía de amparo y esta pendiente de resolución.

- k. En septiembre de 2020, ECA fue notificada de un recurso administrativo presentado en el Municipio de Ensenada, por dos empresas. Demandan la anulación de varios permisos y licencias administrativas municipales emitidos a favor de ECA, relacionados con la planta de licuefacción, argumentando que dichos permisos fueron otorgados sobre terrenos de su propiedad. El Municipio de Ensenada concedió una suspensión sobre los permisos y licencias hasta que se emita un fallo sobre su legalidad. ECA presentó su respuesta al recurso administrativo, defendiendo la legalidad de los permisos y sus títulos de propiedad, solicitando un rápido sobreseimiento del caso y solicitando que los demandantes presenten una fianza para garantizar los posibles daños por la suspensión de los permisos. Este procedimiento fue concluido sin efectos contrarios para la Compañía.
- l. IEnova Marketing genera mensualmente saldos a favor de IVA los cuales solicita en devolución. Recientemente, la Autoridad fiscal ha negado parcialmente la devolución de este impuesto, mismo que asciende a USD\$21.8 millones aproximadamente. La Compañía ha iniciado un medio de defensa legal. Es importante mencionar que, con base a la opinión de la Compañía y sus abogados, se tienen suficientes argumentos legales para recuperar estos saldos, razón por la cual no se ha registrado reserva alguna.
- m. Devolución de impuestos de DEN. DEN genera saldos mensuales a favor del IVA que solicita en devolución. Recientemente, la Autoridad Fiscal ha denegado la devolución del IVA, que asciende a USD\$1.9 millones (40.0 millones de Pesos) aproximadamente. La Compañía inició un procedimiento legal. Es importante mencionar que bajo la opinión de la Compañía y su Asesor legal, existen suficientes argumentos legales para recuperar estos montos.
- n. Tramo Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas. En junio de 2014, IEnova y una familia de terceros acordaron celebrar un contrato de servidumbre de paso voluntario para la construcción y operación de un tramo de siete millas del segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas de 314 millas del gasoducto de Sonora en la propiedad de la familia a cambio de una contraprestación en efectivo de \$3.25 millones de pesos mexicanos (0.2 millones de dólares estadounidenses). Debido a que dos de los copropietarios de la propiedad de la familia eran menores de edad, se requería una autorización judicial para que los copropietarios pudieran gravar la propiedad con una servidumbre, y acordamos celebrar un contrato de servidumbre promisorio. Una vez emitida la autorización judicial, la familia se negó a ejecutar el acuerdo de servidumbre definitivo argumentando que IEnova había pagado una cantidad significativamente mayor a un vecino y, en 2015, presentó una demanda exigiendo la nulidad del acuerdo de servidumbre promisorio. En septiembre de 2021, se dictó una sentencia definitiva e inapelable en la que se declaraba la nulidad del contrato de servidumbre promisorio y se ordenaba la remoción de la tubería de la propiedad de la familia. IEnova interpuso una acción judicial especial solicitando a un tribunal civil que reconozca la existencia de la servidumbre y determine la contraprestación que debe recibir la familia a cambio de la servidumbre. El hecho de no suspender esta sentencia en espera de la resolución de la acción judicial especial prevista por IEnova o de no prevalecer en la preservación de la servidumbre en la acción judicial especial podría requerir que modifiquen la ruta del gasoducto lo que podría tener un efecto adverso importante en el negocio, en los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de caja y/o las perspectivas de IEnova.

Dividendos:

DIVIDENDOS Y POLITICA DE DIVIDENDOS

xiii) Dividendos

El decreto de dividendos y el monto y pago de los mismos están sujetos a aprobación por el voto de la mayoría de los accionistas de la Compañía reunidos en asamblea general. Por lo general, el decreto de dividendos se basa en una recomendación por parte del consejo de administración, aunque la ley no exige dicha recomendación. De conformidad con la ley, la Compañía únicamente puede pagar dividendos (1) con cargo a las utilidades retenidas reflejadas en los estados financieros aprobados por los accionistas durante una asamblea general; (2) una vez amortizadas las pérdidas de ejercicios anteriores, en su caso; y (3) previa separación del 5% de las utilidades netas del ejercicio para constituir una reserva legal, hasta que el importe de dicha reserva sea equivalente al 20% de su capital social.

No obstante que actualmente la Compañía no tiene una política de dividendos formal y no existen planes para adoptar tal política, la Compañía tiene la intención de declarar dividendos en forma anual, y pagar esos dividendos en uno o varios pagos durante el año. El pago de dividendos, y cualquier política de dividendos formal que se llegue a adoptar en el futuro, estará sujeto a los requisitos de ley y dependerá de diversos factores, incluyendo los resultados de operación, la situación financiera, las necesidades de efectivo, los proyectos futuros, las obligaciones de pago de impuestos y los compromisos contractuales actuales o futuros de la Compañía, así como de la capacidad sus subsidiarias para pagar dividendos a la misma y de los demás factores que el consejo de administración de la Compañía y los accionistas consideren relevantes. La Compañía no puede asegurar que se pagarán dividendos en el futuro.

El accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía tiene la facultad de determinar el resultado de las votaciones con respecto al pago de dividendos. Véase la sección “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con las acciones de la Compañía.” No se puede asegurar que la Compañía pagará o mantendrá cualesquiera pagos de dividendos.”

La Compañía pagó dividendos en las fechas siguientes:

- El 16 de febrero de 2022, por la cantidad de USD\$0.4 millones.
- El 14 de noviembre de 2019, por la cantidad de USD\$220.0 millones.
- El 21 de agosto de 2018, por la cantidad de USD\$210.0 millones.

[424000-N] Información financiera

Concepto	Periodo Anual Actual	Periodo Anual Anterior	Periodo Anual Previo Anterior
	USD 2021-01-01 - 2021-12-31	USD 2020-01-01 - 2020-12-31	USD 2019-01-01 - 2019-12-31
Ingresos	1,841,473,000.0	1,261,301,000.0	1,379,256,000.0
Utilidad (pérdida) bruta	1,161,642,000.0	963,400,000.0	988,163,000.0
Utilidad (pérdida) de operación	537,674,000.0	567,625,000.0	620,543,000.0
Utilidad (pérdida) neta	389,057,000.0	461,066,000.0	467,685,000.0
Utilidad (pérdida) por acción básica	0.27	0.31	0.31
Adquisición de propiedades y equipo	299,085,000.0	560,728,000.0	613,624,000.0
Depreciación y amortización operativa	212,904,000.0	161,972,000.0	155,799,000.0
Total de activos	10,888,040,000.0	10,466,424,000.0	9,552,506,000.0
Total de pasivos de largo plazo	3,655,819,000.0	4,105,251,000.0	3,001,737,000.0
Rotación de cuentas por cobrar	8.03	6.7	8.81
Rotación de cuentas por pagar	6.89	7.81	7.69
Rotación de inventarios	22.45	38.11	38.11
Total de Capital contable	5,573,672.0	5,121,797,000.0	4,957,237,000.0
Dividendos en efectivo decretados por acción	0	0	0.14

Descripción o explicación de la Información financiera seleccionada:**INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA SELECCIONADA****a) Información financiera seleccionada**

Las siguientes tablas contienen información financiera y operativa consolidada seleccionada de la Compañía a las fechas y por los períodos indicados. Dichas tablas deben leerse en conjunto con los estados financieros de la Compañía y sus notas que se incluyen en este Reporte, y están sujetas a la información completa contenida en los mismos. Véase la sección “*Presentación de la Información*”.

Los inversionistas deben leer esta información en conjunto con la información financiera incluida en los anexos. Es importante señalar que existen ciertos factores o acontecimientos inciertos que pueden hacer que la información presentada no sea indicativa del desempeño futuro de la Compañía, descrita en la sección denominada: “Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con las declaraciones en cuanto al futuro”. Asimismo, existen factores que pueden afectar significativamente la comparabilidad de la información financiera presentada, por lo que la presente sección debe leerse conjuntamente con la sección: “Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía - Cambios en las Normas Internacionales de Información Financiera podrían tener como resultado impactos materiales sobre los procesos internos del Emisor, operación del negocio, situación financiera y en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales”.

La información relativa a los estados de resultados consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y la información sobre los estados de posición financiera consolidados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, se deriva de los Estados financieros auditados de la Compañía incluidos en este Reporte.

Los Estados Financieros del ejercicio 2019 reflejan los impactos de la adopción del nuevo principio contable de arrendamientos *IFRS 16*, descritos en la nota 37 de los Estados Financieros Auditados de dicho periodo.

Estados consolidados de ganancias

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Ingresos	1,841,473	1,261,301	1,379,256
Costo de ingresos	(679,831)	(297,901)	(391,093)
Gastos de operación, administración y otros	(298,909)	(234,688)	(210,325)
Depreciación y amortización	(212,904)	(161,972)	(155,799)
Deterioro de activos de larga duración	(108,776)	—	—
Ingresos por intereses	53,606	58,513	45,665
Costos financieros	(212,760)	(144,319)	(132,849)
Otras (pérdidas) y ganancias	(28,505)	(31,764)	25,619
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de los negocios conjuntos	353,394	449,170	560,474
Gasto por impuestos a la utilidad	(104,574)	(145,936)	(132,558)
Participación en las utilidades de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	140,237	157,832	39,769
Utilidad del año	389,057	461,066	467,685

Estados de posición financiera condensados consolidados

(en miles de Dólares)

	Al 31 de diciembre		
	2021	2020	2019
Activos			
Activos circulantes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	199,105	291,993	57,966
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	200,919	182,587	139,407
Otros activos circulantes ⁽¹⁾	372,625	335,050	268,208
Total de activos circulantes	772,649	809,630	465,581
Activos no circulantes			
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	654,723	787,183	744,609
Arrendamientos financieros por cobrar	961,749	926,795	921,270
Impuestos a la utilidad diferidos	124,967	100,650	89,898
Inversión en negocios conjuntos	894,850	783,428	625,802
Propiedad, planta y equipo, neto	5,321,869	5,048,512	4,637,962
Activos intangibles	290,449	170,993	180,867
Crédito mercantil	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Otros activos no circulantes ⁽²⁾	228,693	201,142	248,426
Total de activos no circulantes	10,115,391	9,656,794	9,086,925
Total de activos	10,888,040	10,466,424	9,552,506
Pasivos y Capital			
Deuda a corto plazo	1,062,044	839,287	1,235,379
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	72,944	61,817	24,471
Otros pasivos circulantes ⁽³⁾	523,561	338,272	333,682
Total de pasivos circulantes	1,658,549	1,239,376	1,593,532
Pasivos a largo plazo			
Deuda a largo plazo	2,403,697	2,838,711	1,818,331
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	287,126	272,857	233,597
Impuestos a la utilidad diferidos	572,798	604,229	565,957
Otros pasivos no circulantes ⁽⁴⁾	392,198	389,454	383,852
Total de pasivos a largo plazo	3,655,819	4,105,251	3,001,737
Total de pasivos	5,314,368	5,344,627	4,595,269
Capital contable			
Capital social	743,501	743,501	955,239
Aportación adicional de capital	2,320,677	2,320,385	2,342,883
Acciones en tesorería	—	—	—
Otros resultados de pérdida integral	(118,958)	(186,241)	(130,919)
Utilidades retenidas	2,628,525	2,239,395	1,777,280
Total de capital contable participación controladora	5,573,745	5,117,040	4,944,483
Participación no controladora	(73)	4,757	12,754
Total de capital contable	5,573,672	5,121,797	4,957,237
Total de pasivos y capital contable	10,888,040	10,466,424	9,552,506

- ^(a) Los otros activos circulantes incluyen: arrendamiento financiero por cobrar circulante, cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidadas, impuestos por recuperar, inventarios de gas natural, instrumentos financieros derivados, bonos de carbono circulantes, otros activos circulantes y efectivo restringido.
- ^(b) Los otros activos no circulantes incluyen: instrumentos financieros derivados, bonos de carbono no circulantes, otros activos no circulantes y efectivo restringido.
- ^(c) Los otros pasivos circulantes incluyen: cuentas por pagar, impuestos a la utilidad por pagar, instrumentos financieros derivados, otros pasivos financieros, provisiones, otros impuestos por pagar, bonos de carbono circulantes y otros pasivos circulantes.
- ^(d) Los otros pasivos no circulantes incluyen: bonos de carbono no circulantes, provisiones, instrumentos financieros derivados, beneficios a los empleados y otros pasivos a largo plazo.

Otra información financiera y operativa

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Pagos de Propiedades, planta y equipo	299,085	560,728	613,624
IEnova UAIDA	862,733	728,712	777,838
IEnova UAIDA Ajustada¹	1,118,587	1,006,123	938,172
IEnova UAIDA Ajustada por segmento:			
Gas	477,132	409,930	425,385
Almacenamiento ¹	219,397	185,924	188,574
Electricidad	150,077	132,280	156,957
Corporativo y otros	(2,122)	578	6,922
Ajuste para UAIDA de negocios conjuntos	274,103	277,411	160,334

¹ Durante el tercer trimestre de 2021, inició el contrato de las instalaciones ferroviarias relacionado a la terminal de Veracruz. La Compañía lo contabilizó como arrendamiento financiero y reconoció una ganancia de \$18.2 millones, la cual no se considera en la IEnova UAIDA Ajustada.

IEnova UAIDA y IEnova UAIDA Ajustada

La Compañía considera que la "IEnova UAIDA" y "IEnova UAIDA Ajustada" proveen una medida razonable de comparación en el desempeño del negocio, derivado de la naturaleza de los conceptos excluidos. La Compañía utiliza "IEnova UAIDA" y "IEnova UAIDA Ajustada" para efectos internos de planeación financiera, análisis y reporte al Consejo de Administración. IEnova UAIDA y IEnova UAIDA Ajustada no son medidas de desempeño financiero bajo IFRS y no deben considerarse como alternativas de la utilidad neta o la utilidad de operación como medida del desempeño operativo o para flujos de efectivo generados por las operaciones como una medida de liquidez.

La definición de IEnova UAIDA de la Compañía es la utilidad consolidada después de sumar o restar, según sea el caso: (1) la depreciación y amortización; (2) deterioro de activos de larga duración; (3) los costos financieros, neto; (4) otras ganancias (pérdidas), netas; (5) el gasto por impuestos a la utilidad y (6) la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad.

La Compañía define la IEnova UAIDA Ajustada como la IEnova UAIDA más ajuste a la IEnova UAIDA de negocios conjuntos.

La Compañía define el ajuste a la IEnova UAIDA de negocios conjuntos como su participación en la utilidad de negocios conjuntos, después de sumar o restar, según sea el caso, su participación de: (1) la depreciación y amortización; (2) los costos financieros, neto; (3) otras (ganancias) pérdidas netas; y (4) el gasto por impuestos a la utilidad.

Información financiera trimestral seleccionada:

Información Financiera trimestral seleccionada

(miles de Dólares, excepto datos por acción)	Tres meses terminados el	
	31 de diciembre de	
	2021	2020
Ingresos	\$ 473,748	\$ 322,499
IEnova UAIDA Ajustada	262,309	229,277
Utilidad del Período	(5,662)	141,586
Utilidad por acción	\$ 0.10	

En el cuarto trimestre de 2021, los ingresos fueron USD\$473.7 millones, comparado con USD\$322.5 millones, en el mismo periodo de 2020. El incremento de USD\$151.2 millones se debió principalmente a mayores ingresos en el negocio de gas, mayores resultados en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, el inicio de operaciones de las terminales de productos refinados, la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento restante del capital social en marzo de 2021 y el inicio de operaciones de las plantas de generación de energía solar Don Diego y Border.

En el cuarto trimestre de 2021, la IEnova UAIDA Ajustada incrementó 14 por ciento a USD\$262.3 millones, comparado con USD\$229.3 millones en el mismo periodo de 2020. El incremento de USD\$33.0 millones se debió principalmente a mayores ingresos en el negocio de transporte, el inicio de operaciones de las terminales de productos refinados, mayores resultados en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento restante del capital social en marzo de 2021 y el inicio de operaciones de las plantas de generación de energía solar Don Diego y Border, compensado por mayores gastos operativos.

En el cuarto trimestre de 2021, la pérdida fue USD\$5.7 millones, comparado con una utilidad de \$141.6 millones en el mismo periodo de 2020. La disminución de USD\$147.3 millones se debió principalmente al deterioro de activos de larga duración por USD\$108.8 millones, mayor costo financiero y por los efectos de tipo de cambio, que no significan flujo de efectivo, compensado por los factores de la IEnova UAIDA mencionados anteriormente y menor impuesto

Información en caso de emisiones avaladas por subsidiarias de la emisora:

No aplica

Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación:

b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación

Información por segmentos

De acuerdo con los Estados Financieros Auditados, a continuación presentamos la información por segmentos.

Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La Compañía ha reorganizado los segmentos reportables utilizados previamente en los reportes de información a partir del primer trimestre de 2020. Este cambio no afecta sus políticas contables ni las bases de preparación de su información financiera. El cambio atiende a la manera en que la administración evalúa y revisa el desempeño de su negocio. La información está uniformemente revelada de acuerdo con los nuevos segmentos para 2020. Los nuevos segmentos reportables son Gas, Almacenamiento y Electricidad. Para mayores detalles ver las notas 1 y 27 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 incluidos en este Reporte.

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en tres segmentos operativos separados, Gas, Almacenamiento y Electricidad. Los montos identificados como Corporativo corresponden a IEnova como entidad controladora.

- Segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos de gas natural y etano, estaciones de compresión, así como la venta y distribución de gas natural;
- Segmento de Almacenamiento, que incluye el almacenamiento y regasificación de GNL, almacenamiento y sistema de ductos de Gas LP y almacenamiento de productos refinados; y
- Segmento de Electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de reconocida solvencia.

Además, la Compañía reporta como ingresos y gastos corporativos, ciertos ingresos y costos que no son directamente atribuibles a un determinado segmento de negocios, los cuales se identifican en el rubro corporativo. Estos ingresos y gastos corporativos son principalmente de carácter administrativo y, por lo general, son atribuibles a funciones a nivel Compañía que no están relacionadas específicamente con un determinado segmento de negocios.

En febrero de 2016, el consejo de administración de IEnova aprobó un plan para la venta de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali (TDM). Por lo tanto, a principios de 2016, los resultados de la planta de generación de energía TDM fueron reclasificados e incluidos en los Estados Financieros Auditados de la Compañía en operaciones discontinuas, neto de impuestos a la utilidad. En junio de 2018, el consejo de administración dio por terminado el plan de venta de Termoeléctrica de Mexicali, por lo tanto, sus resultados financieros fueron reformulados de conformidad con IFRS 5 *Activos no Corrientes Mantenedidos para la venta y operaciones Discontinuas* e incluidos en los Estados Financieros Auditados de la Compañía como operaciones continuas en los estados consolidados de ganancias. Con el objeto de proporcionar una comparación significativa, para efectos del presente Reporte, la Compañía reformuló sus estados financieros históricos consolidados por el año concluidos el 31 de diciembre de 2017, para reflejar los resultados financieros de la planta de generación de energía TDM bajo operaciones continuas. Véase nota 12 de los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Ingresos Nacionales y de Exportación de forma consolidada

(miles de Dólares)	Año terminado el		
	31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Ingresos Nacionales	1,526,179	1,092,760	1,177,069
Ingresos de Exportación	315,294	168,541	202,187
Ingresos Totales	1,841,473	1,261,301	1,379,256

Resultados por segmento de los Estados Financieros Auditados

A continuación se muestra la información operativa por segmento al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	2021				
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 1,203,418	\$ 233,828	\$ 399,300	\$ 4,927	\$ 1,841,473
Ingresos intercompañía	122,482	83,993	2,720	(209,195)	—
Ingresos	1,325,900	317,821	402,020	(204,268)	1,841,473
Costo de ingresos	(708,625)	(199)	(179,947)	208,940	(679,831)
Gastos de operación, administración y otros	(140,143)	(79,976)	(71,996)	(6,794)	(298,909)
UAIIDA	477,132	237,646	150,077	(2,122)	862,733
Depreciación y amortización	(80,539)	(62,188)	(70,695)	518	(212,904)
Deterioro de activos de larga duración	—	(108,776)	—	—	(108,776)
Utilidad de operación	396,593	66,682	79,382	(1,604)	541,053
Ingresos por intereses					53,606
Costos financieros					(212,760)
Otras pérdidas					(28,505)
Pérdida antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					353,394
Gasto por impuesto a la utilidad					(104,574)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					140,237
Utilidad del período					\$ 389,057

	2020				
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 805,377	\$ 159,963	\$ 289,816	\$ 6,145	\$ 1,261,301
Ingresos intercompañía	60,805	83,503	—	(144,308)	—
Ingresos	866,182	243,466	289,816	(138,163)	1,261,301
Costo de ingresos	(334,425)	(256)	(106,342)	143,122	(297,901)
Gastos de operación, administración y otros	(121,827)	(57,286)	(51,194)	(4,381)	(234,688)
UAIIDA	409,930	185,924	132,280	578	728,712
Depreciación y amortización	(67,977)	(47,516)	(47,255)	776	(161,972)
Utilidad de operación	341,953	138,408	85,025	1,354	566,740
Ingresos por intereses					58,513
Costos financieros					(144,319)
Otras pérdidas					(31,764)
Pérdida antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					449,170
Gasto por impuesto a la utilidad					(145,936)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					157,832
Utilidad del período					\$ 461,066

	2019				
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 894,790	\$ 156,477	\$ 323,131	\$ 4,858	\$ 1,379,256
Ingresos intercompañía	89,618	83,703	—	(173,321)	—
Ingresos	984,408	240,180	323,131	(168,463)	1,379,256
Costo de ingresos	(434,529)	(198)	(128,327)	171,961	(391,093)
Gastos de operación, administración y otros	(124,494)	(51,408)	(37,847)	3,424	(210,325)
UAIIDA	425,385	188,574	156,957	6,922	777,838
Depreciación y amortización	(66,084)	(48,298)	(42,912)	1,495	(155,799)
Deterioro	—	—	(63,804)	—	(63,804)
Utilidad de operación	359,301	140,276	114,045	8,417	622,039
Ingresos por intereses					45,665
Costos financieros					(132,849)
Otras pérdidas					25,619
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					560,474
Gasto por impuesto a la utilidad					(132,558)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					\$ 39,769
Utilidad del período					467,685

Activos y pasivos por segmentos

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 6,459,963	\$ 6,068,403	\$ 5,795,587
Almacenamiento	2,719,667	2,500,692	2,126,634
Electricidad	2,183,771	1,864,801	1,720,286
Corporativo y eliminaciones	(475,361)	32,528	(90,001)
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>
Total activos consolidados	\$ 10,888,040	\$ 10,466,424	\$ 9,552,506
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$ 2,237,101	\$ 2,166,265	\$ 2,087,468
Almacenamiento	1,243,232	1,053,231	776,212
Electricidad	1,553,848	1,320,363	1,193,539
Corporativo y eliminaciones	280,187	804,768	538,050
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>
Total pasivos consolidados	\$ 5,314,368	\$ 5,344,627	\$ 4,595,269
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>

Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gas	\$2,558,860	\$2,483,361	\$2,369,759	\$ (425,460)	\$ (352,628)	\$ (293,055)
Almacenamiento	2,266,070	2,199,294	1,892,969	(515,273)	(466,863)	(428,554)
Electricidad	1,906,277	1,525,337	1,402,750	(426,264)	(303,287)	(265,568)
Corporativo y eliminaciones	(30,335)	(27,244)	(31,160)	(12,006)	(9,458)	(9,179)
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>
	\$6,700,872	\$6,180,748	\$5,634,318	\$(1,379,003)	\$(1,132,236)	\$ (996,356)
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>

	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gas	\$ 80,539	\$ 67,977	\$ 63,238	\$ 88,754	\$ 132,338	\$ 109,494
Almacenamiento	62,188	47,516	46,544	187,075	297,950	287,340
Electricidad	70,695	47,255	42,137	56,459	118,180	247,123
Corporativo y eliminaciones	(518)	(776)	3,880	342	6,165	20,127
	<u>\$ 212,904</u>	<u>\$ 161,972</u>	<u>\$ 155,799</u>	<u>\$ 332,630</u>	<u>\$ 554,633</u>	<u>\$ 664,084</u>

Ingresos por tipo de producto o servicios

El siguiente es un análisis de los ingresos de la Compañía por sus principales tipos de productos y servicios:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
	(Nota 12)	(Nota 12)	(Nota 12)
Distribución	\$ 89,279	\$ 58,395	\$ 72,880
Transporte	457,848	424,100	440,339
Venta de gas natural	656,291	322,882	381,571
Almacenamiento	233,828	159,963	156,477
Electricidad	399,300	289,816	323,131
Corporativo y otros	4,927	6,145	4,858
Total de Ingresos de operaciones	<u>\$ 1,841,473</u>	<u>\$ 1,261,301</u>	<u>\$ 1,379,256</u>

Otros ingresos operativos

- a. IEnova Marketing recibió pagos de Sempra LNG International Holdings LLC (SLNGIH) y Sempra Natural Gas (SLNGI) relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de USD\$69.9, USD\$94.2 y USD\$102.1 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente los cuales se encuentran presentados dentro del rubro de ingresos en los Estados Consolidados de Ganancias.

El 3 de agosto de 2018, como parte de la disolución de SLNGIH se ejecutó un acuerdo entre IEnova Marketing y SLNGIH, mediante el cual se transfirieron las obligaciones de indemnización de SLNGIH a SLNGI, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en inglés (“LNG SPA”) celebrado entre IEnova Marketing y SLNGI.

Informe de créditos relevantes:

c) Informe de créditos relevantes

Contrato de crédito en cuenta corriente con SMBC (Crédito Revolvente Sindicado)

El 21 de agosto de 2015, IEnova contrató una línea de crédito revolvente por USD\$400 millones, con un grupo sindicado de cuatro bancos incluyendo, Santander, MUFG, The Bank of Nova Scotia y SMBC. El crédito revolvente tiene las siguientes características:

- Préstamo denominado en Dólares.
- El plazo de vencimiento es de doce meses, con opción de prorrogarse hasta cinco años.
- El financiamiento se utilizó para pagar y cancelar los créditos anteriores contraídos en 2014 con Santander y SMBC, así como para cubrir las necesidades del capital de trabajo y para propósitos corporativos en general.

Reestructuración del contrato de crédito y el nuevo contrato de crédito

El 22 de diciembre de 2015, la Compañía realizó un convenio modificatorio al contrato de crédito en cuenta corriente vigente con Banco Nacional de México y SMBC, como Agente Administrador, y las instituciones financieras, como prestamistas, para aumentar el monto de la línea de crédito disponible a la cantidad de USD\$600 millones, partiendo de los USD\$400 millones previamente autorizados. Ver nota 22 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía renegoció la línea de crédito de dicho contrato de crédito por un monto de hasta USD\$1,170 millones, denominado en Dólares.

En febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio al contrato de crédito en cuenta corriente existente por USD\$1,170 millones para (i) aumentar el monto de la línea de crédito disponible bajo el Contrato de Crédito a la cantidad de USD\$1,500 millones, (ii) ampliar la vigencia del mismo de agosto de 2020 a febrero de 2024 e (iii) incluir a JP Morgan y Credit Agricole en el sindicato de acreedores.

Al 31 de diciembre de 2021, la porción de crédito disponible no utilizada es USD\$1,101 millones.

Bajo el contrato de crédito en cuenta corriente, la Compañía tiene las siguientes obligaciones principales: deberá entregar información financiera, no auditada en el caso de la información trimestral y auditada en el caso de la información anual; notificar a los acreedores de cualquier Evento Material (según se define en el contrato de crédito) que se espere pueda resultar en un Efecto Material Adverso (según se define en el contrato); cumplir con los requerimientos de la LMV, mantener los activos necesarios para llevar a cabo su negocio y mantener seguros sobre sus activos relevantes; tomar las acciones necesarias para mantener cada una de las obligaciones bajo el contrato de crédito al menos pari passu en prioridad de pago respecto del resto de deuda quirografaria de la Compañía; no entrar en cualquier fusión, consolidación, liquidación o disolución, o disponer o permitir la disposición de más del 10% de sus Activos Totales (según se define en el contrato de crédito) teniendo en cuenta las excepciones contenidas en el contrato de crédito; entre otras.

Contrato de crédito en cuenta corriente con The Bank of Nova Scotia (Crédito Revolvente Bilateral)

El 23 de septiembre de 2019, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$280 millones con The Bank of Nova Scotia. Dicha línea de crédito será utilizada para financiar el capital de trabajo de la Compañía, inversiones y otros fines corporativos en general. El préstamo devenga intereses a tasa LIBOR a 3 meses más 54 puntos base. La vigencia es de dos años a partir de la fecha de la firma. El 23 de septiembre de 2021 la compañía celebró un acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido aumentando la cantidad hasta por USD\$350 millones con una vigencia de dos años. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha dispuesto en su totalidad la línea de crédito.

Contrato de crédito con Multilaterales (Crédito con Multilaterales)

Al 31 de diciembre de 2021, nuestro Crédito con Multilaterales consistía en el Contrato de Crédito con IFC y NADB, Contrato de Crédito con JICA y el Contrato de Crédito con DFC (cada una como se define a continuación).

Contrato de Crédito con IFC y NADB

El 19 de noviembre de 2019, la Compañía celebró contratos de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$200 millones con IFC, miembro del Grupo Banco Mundial y NADB. Los fondos se utilizarán para financiar y/o refinanciar la construcción del portafolio de proyectos de generación solar de IEnova. El préstamo amortiza semestralmente a partir del 15 de junio de 2022 hasta noviembre de 2034, su fecha de vencimiento. El préstamo devenga interés a tasa LIBOR 6 meses más 225 puntos base. El 20 de noviembre de 2019 la Compañía contrató instrumentos financieros de cobertura de riesgo de tasa de interés sobre el total del crédito, intercambiando tasa LIBOR por una tasa fija de 1.7775%.

Contrato de Crédito con JICA

El 26 de marzo de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$100 millones con JICA. El contrato de crédito con JICA forma parte del contrato de crédito con multilaterales y su estructura financiera. El préstamo devenga interés a tasa LIBOR 6 meses más 150 puntos base. El 27 de marzo de 2020 la Compañía contrató instrumentos financieros de cobertura de riesgo de tasa de interés sobre el total del crédito, intercambiando tasa LIBOR por una tasa fija de 0.8775%

Contrato de Crédito con DFC

El 10 de junio de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$241 millones con la Corporación Financiera de Desarrollo de los Estados Unidos de América (“DFC”). El Contrato de Crédito con DFC forma parte del contrato de crédito con multilaterales y su estructura financiera. El préstamo devenga interés a tasa fija de 2.90%.

Al 31 de diciembre de 2021, la deuda pendiente de pago asciende a USD\$541 millones con el siguiente desglose de bancos acreedores:

Acreeedor	31/12/2021
DFC	\$ 241,000
IFC	100,000
NADB	100,000
JICA	100,000
	\$ 541,000

Contrato de crédito en cuenta corriente con Scotiabank (capital de trabajo)

El 11 de abril de 2019, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$100 millones con Scotiabank. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 1 mes o TIIE a 28 días más 30 puntos base. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 1 año, en Dólares o Pesos, indistintamente. La Compañía terminó anticipadamente este crédito el 9 de octubre de 2020.

El 15 de octubre de 2020, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$100 millones con The Bank of Nova Scotia. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 6 meses más un margen acordado en cada desembolso. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 6 meses prorrogable en periodos de 180 días, hasta llegar a 3 años a discreción del acreditante. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía tiene un saldo utilizado de USD\$8 millones de la línea de crédito.

El 9 de octubre de 2020, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$20 millones con Scotiabank. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 1 mes o TIIE a 28 días más un margen acordado cada desembolso. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 6 meses, en Dólares o Pesos, indistintamente. Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

El 22 de septiembre de 2021, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente hasta por USD\$250 millones con The Bank of Nova Scotia. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 3 meses más un margen de 0.10%. La vigencia es de un año a partir de la fecha de la firma. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha dispuesto la totalidad de la línea de crédito.

Oferta pública de CEBURES

El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos emisiones de certificados bursátiles por un monto total de principal de MXN\$5,200 millones (equivalentes a USD\$408 millones, al tipo de cambio de MXN\$12.7364 por USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 12 de febrero de 2013, la fecha en que se celebraron los contratos de swap de tipo de cambio discutidos abajo).

El monto total de la primera emisión fue de MXN\$3,900 millones (equivalentes a USD\$306 millones) con un plazo de 10 años a una tasa de interés fija de 6.30%, y el monto total de la segunda emisión fue de MXN\$1,300 millones (equivalentes a USD\$102 millones) con un plazo de 5 años a una tasa de interés equivalente a la TIIE, más 30 puntos base. La segunda emisión de certificados bursátiles fue pagada en su totalidad a su vencimiento el 8 de febrero de 2018.

La Compañía aplicó parte los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$405 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, y para usos corporativos generales, incluyendo gastos de inversión (desarrollo de los proyectos de nuevos gasoductos) y capital de trabajo.

Bajo los títulos de los CEBURES, la Compañía tiene las siguientes obligaciones principales: deberá cumplir en todos los aspectos materiales con todos los requerimientos de dar y de presentación y/o divulgación de información a que este obligada en términos de la LMV; la Compañía no podrá fusionarse (o consolidarse de cualquier otra forma), salvo que (i) la sociedad o entidad que resulte de la fusión (o consolidación) asuma expresamente las obligaciones de la Compañía, y (ii) no tuviere lugar un Caso de Vencimiento Anticipado (según se define en los títulos de los CEBURES) como resultado de dicha fusión o consolidación; entre otras.

El 15 de febrero de 2013, en relación a las ofertas públicas de CEBURES, la Compañía celebró contratos swap de tipo de cambio y tasa de interés para cubrir su exposición al pago de sus obligaciones denominadas en Pesos:

- a. Para la deuda con vencimiento en 2023, se intercambiaron la tasa fija del Peso a una tasa fija del Dólar, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en Dólares a través de este swap fue de 4.12%.
- b. Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambiaron la tasa variable en Pesos a una tasa fija en Dólares, intercambiando pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en Dólares a través de este swap fue de 2.65%.

La suma del valor del nocional de los swaps es de USD\$408.3 millones (\$5,200 millones de Pesos).

Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

El 8 de febrero de 2018, la Compañía realizó un pago de principal por un monto de \$1,300 millones de Pesos históricos, relacionados con la segunda colocación pública de CEBURES.

Emisión de Bonos Internacionales

El 14 de diciembre de 2017 la Compañía realizó una emisión de USD\$840 millones de Senior Notes, compuesta de un monto de principal de USD\$300 millones con una tasa de 3.75% con vencimiento en 2028, y de un monto de principal de USD\$540 millones con una tasa de 4.88% con vencimiento en 2048.

Los Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch (BBB+), Moody's (Baa1) y Standard & Poor's (BBB). La Compañía aplicó parte de los recursos netos de la emisión, equivalentes a aproximadamente USD\$807 millones, para el pago de deuda de corto plazo, incluyendo la línea de crédito revolvente, y para fines corporativos generales.

El 15 de septiembre de 2020, la Compañía efectuó la emisión de USD\$800 millones de Senior Notes a una tasa de 4.75% con vencimiento en 2051.

Los Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch (BBB), Moody's (Baa2) y Standard & Poor's (BBB). La Compañía aplicó parte de los recursos netos de la emisión, equivalentes a aproximadamente USD\$770 millones, para el pago de deuda de corto plazo, incluyendo la línea de crédito revolvente, y para fines corporativos generales.

Los Senior Notes fueron ofrecidos y vendidos a través de una oferta privada a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de conformidad con la Norma 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, reformada (la "Ley de Valores"). IEnova no registró los Senior Notes ni en México, ni en Estados Unidos. Los Senior Notes fueron registrados en el Singapore Exchange Securities Trading Limited.

IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, crédito de largo plazo

El 5 de diciembre de 2013, IEnova Pipelines celebró un contrato de crédito por USD\$490 millones con BBVA, MUFG, Mizuho y Nord LB, con el propósito de financiar el proyecto del Gasoducto Los Ramones I. El financiamiento se contrató por un plazo de 13.5 años, con amortizaciones trimestrales de capital, devengando un interés equivalente a tasa Libor a 90 días más 200 a 275 puntos base. Este financiamiento está garantizado con derechos de cobro de ciertos proyectos de GdC. Las disposiciones de efectivo de este crédito iniciaron en 2014.

Al 31 de diciembre de 2021, la deuda pendiente de pago asciende a USD\$162.4 millones, aproximadamente, con el siguiente desglose de bancos acreedores:

Acreedor	31/12/2021
BBVA	\$ 81,198
MUFG	32,479
Mizuho	12,367
Norinchukin	11,992
NordLB	24,359
	\$ 162,396

El 22 de enero de 2014, IEnova Pipelines contrató instrumentos financieros de cobertura de riesgo de tasa de interés sobre el total del crédito, intercambiando tasa LIBOR por una tasa fija de 2.63%.

Como parte de las obligaciones que derivan del crédito, se deben cumplir con las siguientes cláusulas durante la vigencia del crédito:

Mantener un capital contable mínimo durante la vigencia del crédito, en los montos que se indican a continuación:

GdC	USD\$ 450 millones
Gasoducto San Fernando	USD\$ 130 millones
Ducto TDF	USD\$ 90 millones

Mantener una cobertura de intereses de al menos 2.5 a 1 de forma consolidada (EBITDA sobre intereses), para el pago de intereses.

A la fecha de este Reporte, la Compañía ha cumplido con estas obligaciones.

Financiamiento de proyecto para el parque eólico Ventika

El 8 de abril de 2014, Ventika y Ventika II celebraron un contrato de préstamo para financiar el proyecto de construcción del parque eólico Ventika, con cinco bancos, donde Santander es el agente administrativo y colateral; NADB, BANOBRAS, BANCOMEXT y NAFIN fungen como prestamistas.

Los vencimientos de las líneas de crédito se muestran en la siguiente tabla, los pagos son trimestrales (cada 15 de marzo, 15 de junio, 15 de septiembre y 15 de diciembre hasta la fecha de vencimiento), iniciando el 15 de diciembre de 2016. Las líneas de crédito devengan intereses de la siguiente manera:

Banco	Fecha de vencimiento	Tasa de interés aplicable
Santander	15/03/2024	LIBOR + margen aplicable
BANOBRAS	15/03/2032	LIBOR + margen aplicable
NADB	15/03/2032	Tasa fija + margen aplicable
BANCOMEXT	15/03/2032	Tasa fija + margen aplicable
NAFIN	15/03/2032	Tasa fija + margen aplicable

Swap de tasa de Interés. Con la finalidad de mitigar los impactos de efectos de cambios de tasas de mercado, Ventika y Ventika II celebraron cuatro contratos swap de tasa de interés con Santander y BANOBRAS; los cuales permiten fijar la tasa de interés en aproximadamente el 92% del total de las líneas de crédito mencionadas anteriormente. Los contratos swap permiten a la Compañía pagar tasas fijas de interés por 2.94% y 3.68% respectivamente; y recibir tasas variables (LIBOR 3 meses).

El 13 de octubre de 2021, Ventika y Ventika II pagaron de forma anticipada, la totalidad del crédito, por un monto total de USD\$375 millones más intereses, costo de cierre de derivados y otros costos accesorios.

Contratos de préstamos con afiliadas no consolidables

El 2 de marzo de 2015, IEnova celebró dos contratos de préstamos por un monto de USD\$90 millones y USD\$30 millones, con Inversiones Sempra Latin America Limitada e Inversiones Sempra Limitada, respectivamente, los cuales se utilizaron para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento de nueve meses con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés de dichos créditos es del 1.98% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2015, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2016. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2016, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2017. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018 la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$90 millones; además, en la misma fecha liquidó parcialmente el préstamo de USD\$30 millones, quedando un saldo remanente por USD\$10.8 millones. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019 la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$10.8 millones.

El 27 de diciembre de 2016, la Compañía celebró dos contratos de préstamos con sus partes relacionadas no consolidables por USD\$20 millones con POC y de USD\$70 millones con Inversiones Sempra Latin America Limitada. Los créditos están denominados en Dólares, el plazo de vencimiento es de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años y el destino de los recursos es para cubrir las necesidades del capital de trabajo y para propósitos corporativos en general. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un acuerdo con POC modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. Así mismo la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa

de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un acuerdo con Inversiones Sempra Latin America Limitada modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$70 millones. El 24 de septiembre de 2019 la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$20 millones.

El 17 de marzo de 2017, la Compañía firmó un acuerdo modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 180 puntos base pagadera trimestralmente. A partir del 9 de noviembre de 2018 SOT Suisse transfirió todos los derechos y obligaciones del préstamo a Sempra Energy International Holdings N.V. convirtiéndose esta última en el nuevo acreedor de la Compañía. Además, en la misma fecha se modificó la tasa de interés; la nueva tasa de interés aplicable es de LIBOR más 137 puntos pagaderos trimestralmente. El 29 de diciembre de 2021 la Compañía repagó la totalidad del crédito por USD\$38.5 millones más intereses.

El 21 de marzo de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito por un monto de USD\$85 millones con ISL, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es la tasa LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 21 de marzo de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 21 de marzo de 2019 la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 29 de noviembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 80 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019 la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

El 27 de abril de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$19 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 27 de abril de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente.

A partir del 1 de junio de 2017 ISLA se fusionó con ISL, siendo esta la entidad que se mantiene después de la fusión, las condiciones de los acuerdos entre ISL y IEnova siguen siendo los mismos.

El 26 de junio 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base pagadera trimestralmente. El 26 de junio de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente.

El 23 de agosto de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$132.8 millones con SEH, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de seis meses. La tasa de interés aplicable fue LIBOR más 61 puntos base pagadera trimestralmente. El 6 de febrero de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 22 de agosto de 2018. En la fecha de vencimiento se liquidó en su totalidad el principal e intereses devengados.

El 29 de septiembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base

pagadera trimestralmente. El 28 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un acuerdo modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018.

El 28 de diciembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 63 puntos base pagadera trimestralmente.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 24 de septiembre de 2019 la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

El 16 de enero de 2018, la Compañía celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$70 con Inversiones Sempra Limitada para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento al 15 de diciembre de 2018. La tasa de interés de dicho crédito fue de Libor más 63 puntos base. El 30 de septiembre de 2019, la Compañía pagó parcialmente USD\$33.5 millones y el 9 de octubre de 2019 pagó el remanente por USD\$36.5 millones del principal e intereses devengados del préstamo de USD\$70 millones.

El 30 de noviembre de 2018, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de hasta USD\$320 millones con Sempra Global, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de agosto de 2020 la Compañía firmó un convenio modificatorio para ampliar el vencimiento al 21 de agosto de 2022. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

El 29 de marzo de 2022, la Compañía informó que firmó un contrato de crédito de 1 año con su sociedad controladora Sempra Infrastructure Partners, LP has por USD\$300 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y a la fecha de publicación de este Reporte Anual, la Compañía se encuentra al corriente en el pago del capital e intereses de la totalidad de sus créditos.

Véase la sección “Liquidez y fuentes de financiamiento - Deuda insoluta”.

Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora:

d) COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN

Los inversionistas deben leer la siguiente información en conjunto con los estados financieros auditados de la Compañía para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, así como con el resto de la información financiera incluida en este Reporte. Los estados financieros auditados de la Compañía están preparados de conformidad con las IFRS emitidas por el IASB.

Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales de la Compañía podrían llegar a diferir sustancialmente de los mencionados en dichas declaraciones debido a diversos factores, incluyendo, de manera enunciativa pero no limitativa, los descritos en la sección “Factores de riesgo” y en otras secciones de este Reporte.

Segmentos de negocios

La Compañía ha reorganizado los segmentos reportables utilizados previamente en los reportes de información a partir del primer trimestre de 2020. Este cambio no afecta sus políticas contables ni las bases de preparación de su información financiera. El cambio atiende a la manera en que la administración evalúa y revisa el desempeño de su negocio. La información está uniformemente revelada de acuerdo con los nuevos segmentos para 2020. Los nuevos segmentos reportables son Gas, Almacenamiento y Electricidad. Para mayores detalles ver la nota 27 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021 incluidos en este Reporte.

Los activos de la Compañía están distribuidos entre tres segmentos operativos:

- Segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos de gas natural y etano, estaciones de compresión, así como la venta y distribución de gas natural;
- Segmento de Almacenamiento, que incluye el almacenamiento y regasificación de GNL, almacenamiento y sistema de ductos de Gas LP y almacenamiento de productos refinados; y
- Segmento de Electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de reconocida solvencia.

Además, la Compañía reporta como ingresos y gastos corporativos, ciertos ingresos y costos que no son directamente atribuibles a un determinado segmento de negocios, los cuales se identifican en el rubro corporativo. Estos ingresos y gastos corporativos son principalmente de carácter administrativo y, por lo general, son atribuibles a funciones a nivel Compañía que no están relacionadas específicamente con un determinado segmento de negocios.

En febrero de 2016, el consejo de administración de IEnova aprobó un plan para la venta de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali (TDM). Por lo tanto, a principios de 2016, los resultados de la planta de generación de energía TDM fueron reclasificados e incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía en operaciones discontinuas, neto de impuestos a la utilidad. En junio de 2018, el consejo de administración dio por terminado el plan de venta de Termoeléctrica de Mexicali, por lo tanto, sus resultados financieros fueron reformulados de conformidad con IFRS 5 *Activos no Corrientes Mantenidos para la venta y operaciones Discontinuas* e incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía como operaciones continuas en los estados consolidados de ganancias. Con el objeto de proporcionar una comparación significativa, para efectos del presente Reporte, la Compañía reformuló sus estados financieros históricos consolidados por el año concluido el 31 de diciembre de 2017, para reflejar los resultados financieros de la planta de generación de energía TDM bajo operaciones continuas. Véase nota 12 de los estados financieros auditados.

Entorno económico de México

La Compañía realiza prácticamente todas sus operaciones en México. En consecuencia, las actividades, la situación financiera y los resultados de operación de la Compañía pueden verse afectados por la situación general de la economía nacional, misma que se encuentra fuera del control de la Compañía.

En 2021, 2020 y 2019, el PIB en México según las estadísticas del Banco de México en 2021, 2020 y 2019 el PIB en precios constantes base 2013, cambió porcentualmente en 4.8%, -8.2% y -0.1%, respectivamente.

Factores que afectan los resultados de operación de la Compañía

A continuación se incluye una descripción de ciertos factores que afectan o recientemente han afectado los resultados de operación de la Compañía. Dicha descripción debe leerse en conjunto con los riesgos y factores inciertos descritos en la sección “Factores de Riesgo”.

Ingresos

Los ingresos generados por cada uno de los segmentos de negocios de la Compañía se ven afectados por los siguientes factores:

- Los sectores en los que opera la Compañía están sujetos a regulación de parte de las autoridades federales, estatales y municipales, así como a la obtención de diversos permisos de parte de las mismas. Aunque algunas de las tarifas que la Compañía cobra a sus clientes no están reguladas, muchos de los precios, cargos y tarifas aplicables a los servicios prestados por los segmentos de gas y electricidad deben ser aprobados por la CRE. Por lo tanto, la Compañía no puede modificar unilateralmente dichos precios, cargos y tarifas, lo cual limita su flexibilidad funcional. La CRE ajusta periódicamente las tarifas sujetas a regulación con base en los lineamientos aplicables al respecto; y dichos ajustes se encuentran fuera del control de la Compañía. A pesar de que en términos generales los precios, cargos y tarifas se basan en los costos, la utilidad de la Compañía podría disminuir si la misma no logra incrementar sus precios o tarifas en forma paralela al incremento de sus costos.
- La Compañía depende de un reducido número de clientes con los que tiene celebrados contratos a largo plazo. En términos generales, estos contratos:
 - Pueden rescindirse en caso de que alguna de las partes incurra en incumplimiento con sus obligaciones contractuales o en insolvencia;
 - Están sujetos a interrupción o terminación anticipada por causas de fuerza mayor que se encuentren fuera del control de las partes;
 - Otorgan recursos sumamente limitados en caso de que alguna de las partes incurra en otros tipos de incumplimiento, incluyendo limitaciones en el pago de daños y perjuicios por cantidades que podrían resultar muy inferiores a las necesarias para recuperar por completo los costos derivados de un determinado incumplimiento; y
 - Si por algún motivo la Compañía no logra cobrar a sus clientes las cantidades adeudadas por estos de conformidad con sus contratos, los ingresos de la Compañía podrían disminuir.
- La principal fuente de ingresos de la Terminal de GNL emana de los contratos de almacenamiento en base firme y de largo plazo celebrados con Shell y Gazprom, así como con IEnova Marketing, una subsidiaria de la Compañía que compra GNL para su almacenamiento y regasificación en la terminal. Cada uno de los clientes está obligado a pagar el importe total de la capacidad de almacenamiento y envío de gas natural contratada por el mismo, independientemente de que entregue o no entregue GNL a la terminal. IEnova Marketing genera ingresos mediante la compra de GNL para su

almacenamiento y regasificación en la Terminal de GNL y la venta del gas natural resultante a la planta Presidente Juárez de la CFE, la Termoeléctrica de Mexicali y otros usuarios, a través de contratos de suministro de GNL que representan el 100% de la capacidad de envío de gas natural de la Terminal de GNL. IEnova Marketing también genera ingresos como resultado de cobros realizados a Sempra Natural Gas, la filial estadounidense de la Compañía, en la medida en que ésta no le suministre las cantidades de gas natural pactadas en el contrato de suministro a largo plazo que tienen celebrado. Los relativamente altos precios del GNL en los mercados asiáticos, aunados a los bajos precios del gas natural en México y los Estados Unidos, han reducido el número de embarques de GNL entregados por Sempra Natural Gas. Por tanto, la Compañía también depende de los ingresos derivados de dichos cobros. Los pagos realizados por Sempra Natural Gas a IEnova Marketing de conformidad con el contrato de suministro a largo plazo celebrado entre dichas entidades, son suficientes para compensar los costos de transporte y almacenamiento incurridos por IEnova Marketing como resultado de la falta de suministro de cantidades suficientes de GNL por Sempra Natural Gas. Véase “Administración - Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés”.

- El precio del gas natural depende de las condiciones del mercado, que se encuentran fuera del control de la Compañía. La CRE exige que los distribuidores de gas natural trasladen el costo de dicho insumo a sus clientes sin obtener margen alguno. En consecuencia, el costo del gas natural contrarresta los ingresos derivados de su venta. Sin embargo, el margen de utilidad obtenido por los distribuidores de gas natural, incluyendo a la Compañía, se deriva de los cargos por distribución y la prestación de otros servicios relacionados. Por tanto, el ingreso total del negocio de distribución de la Compañía se ve afectado por las fluctuaciones en los precios del gas natural y los cambios en las preferencias de los consumidores por lo que respecta al uso de dicho insumo en contraste con otras fuentes de energía tales como el Gas LP, y la utilidad atribuible a los cargos por distribución y a otros servicios relacionados presenta variaciones de acuerdo al comportamiento de la demanda de gas natural.
- La demanda por parte de los clientes de los segmentos de gas y electricidad de la Compañía también se ve afectada por factores estacionales relacionados con el mercado estadounidense y, tratándose de la distribución de gas natural, por la situación general de la economía mexicana. Véase la sección “Entorno económico de México”. La contracción de la demanda a causa de factores estacionales o de la existencia de condiciones económicas adversas podría provocar una disminución en los ingresos y las utilidades de la Compañía.
- Por lo general, los mercados y gasoductos a los que la Compañía suministra gas natural y Gas LP exigen que dichos productos cumplan con ciertos requisitos mínimos en términos de calidad. Estos requisitos pueden variar de un mercado o gasoducto a otro. En el supuesto de que la calidad del gas natural o Gas LP entregado por la Compañía no cumpla con los requisitos de calidad establecidos por un determinado mercado o gasoducto, éste podría rehusarse a recibir la totalidad o parte de los productos enviados por la Compañía o facturarle los costos relacionados con el manejo de los productos que no cumplan con sus especificaciones. En dicho supuesto, la Compañía podría verse obligada a identificar mercados alternativos para sus productos o a dejar de aceptar en sus propios gasoductos los productos que no cumplan con las citadas especificaciones, lo cual podría reducir el volumen de los insumos procesados por la misma o sus ingresos.
- Dentro del curso habitual de sus operaciones, la Compañía utiliza instrumentos financieros derivados para fines de cobertura. La Compañía no cubre íntegramente su exposición a los riesgos relacionados con la volatilidad del precio de mercado de sus activos o sus posiciones contractuales; y sus estrategias de cobertura pueden cambiar con el transcurso del tiempo. Los precios de mercado de los insumos utilizados por el sector energía pueden cambiar en forma inesperada debido a múltiples factores, incluyendo las condiciones climáticas o estacionales, las fluctuaciones en la oferta y demanda, las limitaciones o ineficiencias en la transmisión o transporte, la disponibilidad de fuentes de energía a precios competitivos y los niveles de producción de los insumos. En la medida en que la Compañía no cubra correctamente su exposición a la volatilidad de los precios de mercado o sus obligaciones contractuales, podría sufrir pérdidas.

- ECOGAS obtuvo el derecho exclusivo de distribuir gas natural en cada una de las tres zonas donde opera, durante un período de 12 años. El último período de exclusividad concluyó en 2011. Por tanto, la Compañía podría enfrentar competencia de parte de otros distribuidores de gas natural en las zonas donde opera.

Costo del gas natural

El costo del gas natural está integrado principalmente por los costos del insumo, los servicios, los materiales de menor importancia utilizados en el proceso de generación de electricidad, la mano de obra y el transporte. Los principales factores que afectan estos costos incluyen lo siguiente:

- Los resultados de la Compañía se ven afectados por los precios de los energéticos, incluyendo los precios de mercado del gas natural, el GNL, la electricidad, el Gas LP y el petróleo. En el supuesto de que los clientes o proveedores de la Compañía incumplan con sus obligaciones contractuales, la Compañía podría verse obligada a celebrar contratos alternativos para adquirir los insumos respectivos a través de otros proveedores, a los precios de mercado vigentes, a fin de cumplir con sus propias obligaciones, mediante compras de otros proveedores a precios de mercado vigentes en dicho momento.
- El negocio de GNL de la Compañía también se ve afectado por los precios de dicho insumo a nivel mundial. Los altos niveles de precios imperantes en los mercados distintos al mercado atendido por la Terminal de GNL han ocasionado y podrían seguir ocasionando que la terminal reciba cantidades de GNL inferiores a las previstas en los contratos de suministro celebrados con terceros, lo cual podría incrementar los costos de la Compañía si ésta se ve obligada a comprar GNL en el mercado abierto a los precios vigentes en el mismo. Además, la falta de recepción de las cantidades previstas de GNL podría afectar la capacidad de la Compañía para mantener los niveles mínimos de GNL necesarios para la operación de la terminal. Los precios de mercado del GNL también afectan las operaciones de comercialización de dicho insumo, que obligan a la Compañía a comprar gas natural en el mercado internacional para cumplir con sus obligaciones contractuales de entrega de gas natural a sus clientes, pudiendo afectar sus utilidades.
- Actualmente, el sistema de distribución ECOGAS de la Compañía depende de dos afiliadas, IEnova Marketing y SoCalGas, para abastecerse del gas natural distribuido a sus clientes. Si alguno de estos proveedores incumple con sus obligaciones de suministro y la Compañía se ve obligada a comprar gas natural de otras fuentes, podría perder clientes, reportar menores volúmenes de ventas y, en algunos casos, verse expuesta a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de dicho insumo.

Efectos del tipo de cambio sobre los impuestos a la utilidad

Las fluctuaciones en el tipo de cambio y el índice de inflación en México pueden dar lugar a variaciones considerables en el gasto por impuestos a la utilidad de la Compañía. La Compañía tiene cuentas por cobrar y pagar denominadas en Dólares que están sujetas a los movimientos del tipo de cambio para efectos fiscales. La Compañía también cuenta con activos y pasivos diferidos denominados en Pesos, que se convierten a Dólares para efectos de la presentación de su información financiera. Además, la Compañía ajusta sus activos y pasivos monetarios con base en la inflación a fin de calcular el importe de sus obligaciones por concepto de impuestos a la utilidad. Ver la nota 23.7 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Bajo IFRS, la Compañía tiene que revaluar la base fiscal de propiedad, planta y equipo en cada período que se y reporta utilizando el tipo de cambio y el índice de inflación al final del período para las subsidiarias de la Compañía cuya moneda funcional es el Dólar. El impacto de la conversión del final del período para propiedades, planta y equipo puede resultar en fluctuaciones significativas en los saldos de gastos de impuestos a la utilidad e impuestos diferidos. Ver la nota 24.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Reformas Fiscales

La legislación tributaria en México ha sufrido diversas modificaciones por lo que no hay garantía de que el régimen legal, incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, en materia fiscal no sufra modificaciones en el futuro. Dentro de los cambios y consideraciones tenemos los siguientes:

a.El 8 de diciembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto al Valor Agregado y del Código Fiscal de la Federación (la "Reforma Tributaria") misma que entró en vigor el 1 de enero de 2021. Dentro de los principales cambios se encuentran los siguientes:

i.Impuesto sobre la Renta

- Se realizan varias modificaciones al régimen aplicable a donatarias autorizadas, entre ellas que diversas entidades que tributan bajo el régimen de personas morales con fines no lucrativos deban contar con una autorización para recibir donativos deducibles.
- Se modifican las tasas de retención aplicables a personas físicas que obtengan ingresos a través de plataformas tecnológicas. Asimismo se homologa la sanción prevista en la Ley del Impuesto al Valor Agregado en caso de incumplimiento de las obligaciones de retener y enterar el impuesto sobre la renta.

ii.Impuesto al Valor Agregado

- Se establece como sanción a las plataformas tecnológicas del extranjero que cuando incurran en omisiones fiscales graves se pueda llevar a cabo el bloqueo de acceso a internet de sus servicios.

iii.Código Fiscal de la Federación.

- Con respecto a la regla general antiabuso incluida en el artículo 5-A del Código Fiscal de la Federación, se aclara que la resolución que derive de la aplicación de dicho artículo deberá limitarse a la determinación de un crédito fiscal derivado de la reclasificación de operaciones desde el punto de vista fiscal, sin que ello implique que en dicha resolución se determinen consecuencias penales a los contribuyentes.
- Se agregan nuevos supuestos por los que los certificados emitidos por el Servicio de Administración Tributaria ("SAT") serán cancelados de manera definitiva, por ejemplo, cuando las autoridades fiscales detecten que el contribuyente emisor de comprobantes fiscales digitales no desvirtuó la presunción de inexistencia de las operaciones amparadas en dichos comprobantes y, por lo tanto, se encuentra definitivamente en dicha situación en los términos del cuarto párrafo del artículo 69-B del Código Fiscal de la Federación.
- No se tendrán por presentadas las solicitudes de devolución cuando el contribuyente, o bien, el domicilio manifestado por éste, se encuentren como no localizados ante el Registro Federal de Contribuyentes. Se extiende de diez a veinte días hábiles el plazo con el que cuentan las autoridades para notificar a los contribuyentes respecto de la resolución.
- Se aprobó establecer dentro de los supuestos que conforma a la contabilidad que el contribuyente deberá conservar por todo el tiempo en el que subsista la sociedad o contrato de que se trate, la información y documentación necesaria para implementar los acuerdos alcanzados como resultado de los procedimientos de resolución de controversias contenidos en los tratados para evitar la doble imposición.
- Asimismo, para soportar la información contenida en actas de asamblea en las que se haga constar el aumento de capital social, se establece que se deberá contar adicionalmente con la información y documentación soporte

de dicho aumento, como estados de cuenta bancarios, avalúos realizados, actas donde consten reservas de capital o dividendos decretados, así como los registros contables correspondientes.

- Tratándose de la capitalización de pasivos, adicionalmente se aprobó que se deberán conservar las actas de asamblea en las que consten dichos actos, así como los documentos que certifiquen la existencia contable y el valor del pasivo, documentos que deberán reunir los requisitos que para tales efectos emita el SAT mediante reglas de carácter general.
- Únicamente se podrá solicitar la adopción de un acuerdo conclusivo desde que inicien las facultades de comprobación y hasta dentro de los veinte días siguientes a aquel en que se haya levantado el acta final, notificado el oficio de observaciones o la resolución provisional, según sea el caso.

b.El 31 de diciembre de 2018, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto de estímulos fiscales para la Región Fronteriza Norte (el Decreto), el cual entró en vigor a partir del 1 de enero de 2019 mismo que tenía una vigencia original de dos años, 2019 y 2020. Sin embargo, se extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024 a través del Decreto por el que se modifica el diverso de estímulos fiscales región fronteriza norte publicado en el Diario Oficial de la Federación el pasado 30 de diciembre de 2020.

El Decreto tiene como finalidad fortalecer la economía en la frontera norte del país, estimular e incentivar la inversión, fomentar la productividad y contribuir a la creación de fuentes de empleo. Dicho Decreto establece estímulos fiscales en Impuesto Sobre la Renta (ISR) e Impuesto al Valor Agregado (IVA), aplicables a quienes tengan su domicilio fiscal, sucursales o establecimientos en la región fronteriza norte. Los estímulos consisten en lo siguiente:

- i.Un crédito fiscal por el equivalente a la tercera parte del Impuesto sobre la Renta (ISR) del ejercicio o de los pagos provisionales relacionado con los ingresos obtenidos en la región, excepto los que deriven de bienes intangibles y el comercio digital.
- ii.Una reducción del 50% del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la enajenación de bienes, prestación de servicios y uso o goce temporal de bienes entregados materialmente o servicios prestados en la región, excepto venta de inmuebles e intangibles y el suministro de contenidos digitales.

La Compañía realizó la evaluación del impacto contable y fiscal de la Reforma Tributaria 2021 en su información financiera y concluyó, con base en los hechos y circunstancias a la fecha de la autorización de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020, que no se tuvieron impactos significativos a dicha fecha. No obstante, la administración evaluará posteriormente los hechos y circunstancias que pudieran cambiar en el futuro, especialmente por las reglas particulares que emitirán las autoridades fiscales o la interpretación de éstas últimas sobre la aplicación de la Reforma.

c.El 12 de noviembre de 2020, el Ejecutivo Federal presentó una iniciativa de Ley ante el Congreso de la Unión que contiene diversas reformas a la Ley Federal del Trabajo, Ley del Seguro Social, Ley del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores, Código Fiscal de la Federación, Ley del Impuesto sobre la Renta y a la Ley del Impuesto al Valor Agregado, con el objetivo de regular el régimen de subcontratación de personal en nuestro país.

La iniciativa fue aprobada el 13 de abril por la Cámara de Diputados y el 20 de abril por la Cámara de Senadores.

De manera general, la iniciativa consiste en lo siguiente:

- Los esquemas de subcontratación laboral quedan prohibidos por ley.

- Como única excepción, se establece que la prestación de servicios especializados o la ejecución de obras especializadas, que no formen parte del objeto social ni de la actividad económica de la beneficiaria de los servicios, no se considerará subcontratación de personal.
- El contratista deberá registrarse en el padrón público de servicios especializados obtener una autorización de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social para operar como prestador de los servicios especializados.
- Se establecen sanciones económicas a los patrones que se beneficien de la subcontratación e incumplan con la Ley.
- Para efectos fiscales, se establece de manera general que no podrán tener efectos fiscales los comprobantes fiscales que se hayan expedido con motivo de la subcontratación de personal.
- Los contratantes de los servicios especializados referidos serán responsables solidarios respecto de las contribuciones a cargo del contratista.
- Se propone establecer como calificativa de la comisión del delito de defraudación fiscal y sus equiparables, la utilización de esquemas simulados de prestación de servicios especializados o la ejecución de obras especializadas, así como la realización de la subcontratación de personal.
- El monto de la participación de los trabajadores en las utilidades (PTU) que es pagada a los trabajadores, tendrá como límite máximo tres meses del salario del trabajador o el promedio de la participación recibida en los últimos tres años; se aplicará el monto que resulte más favorable al trabajador.
- La reforma fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de mayo de 2021 y entro en vigor el 1 de agosto de 2021.

Al 31 de diciembre 2021, los impactos de la Ley de Reforma Laboral en los Estados Financieros Consolidados se consideran inmateriales, ya que los empleados, antes y después de que la Reforma Laboral entró en vigor, son sustancialmente los mismos en términos de número y costos incurridos, incluidos los pasivos por beneficios a los empleados.

Riesgos de mercado asociados con la planta de generación de energía

Los resultados de la planta de generación de energía Termoeléctrica de Mexicali podrían verse afectados por las condiciones de mercado, toda vez que actualmente opera a través de ofertas directas en el mercado mayorista de energía en California (CAISO). Termoeléctrica de Mexicali actualmente vende su capacidad en mercados de mediano y largo plazo, mientras que la energía es vendida principalmente en el mercado de corto plazo. Los ingresos por energía dependen directamente de las condiciones de mercado al momento de la venta, por lo que las proyecciones de la Compañía pueden tener variaciones debido a:

- La cantidad o el momento del ingreso que pueda tener de las ventas de energía;
- La utilidad operativa, es decir, el diferencial entre el costo de las operaciones y el ingreso por ventas de energía;
- El efecto de la competencia con otros generadores de energía;
- Actos o cambios regulatorios que pudieran afectar el comportamiento del mercado;
- Participación en programas nuevos en materia de cambio climático;
- La demanda de energía en los mercados en los que opera Termoeléctrica de Mexicali, en relación con la oferta disponible;
- o
- La disponibilidad de transmisión para soportar la venta de energía.

Algunos de los mercados mayoristas abastecidos por plantas eléctricas han experimentado caídas significativas de sus precios debido al exceso de oferta renovable en periodos de baja demanda neta. Los resultados de la planta de generación de energía

Termoeléctrica de Mexicali podrían verse afectados de manera adversa si esta es incapaz de vender su producción a precios suficientes para que la Compañía pueda obtener una utilidad razonable. La Compañía administra los riesgos en Termoeléctrica de Mexicali al optimizar una mezcla de ventas de capacidad y energía a futuro, ventas diarias y horarias de energía y servicios auxiliares en el mercado de corto plazo (*spot*), así como transacciones financieras estructuradas a mayor plazo. La Compañía usa estas medidas para mejorar la certidumbre de la utilidad y/o reducir el riesgo a la disminución de ingresos o pérdidas, sin embargo, no puede asegurar el funcionamiento de dichas medidas de administración de riesgos o cuán exitosas dichas medidas puedan ser, y celebrar contratos a largo plazo puede ser difícil o poco atractivo.

Resultados de la operación:

a.Resultados de Operación – Años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra la utilidad y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. Los resultados se presentan después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

(miles de Dólares, excepto porcentajes)	Año terminado el 31 de diciembre de			Variación		Variación	
	2021	2020	2019	2021 vs 2020		2020 vs 2019	
Ingresos	1,841,473	1,261,301	1,379,256	580,172	46.0 %	(117,955)	(8.6)%
Costo de ingresos	(679,831)	(297,901)	(391,093)	(381,930)	128.2 %	93,192	(23.8)%
Gastos de administración y otros gastos	(298,909)	(234,688)	(210,325)	(64,221)	27.4 %	(24,363)	11.6 %
Depreciación y amortización	(212,904)	(161,972)	(155,799)	(50,932)	31.4 %	(6,173)	4.0 %
Deterioro de activos de larga duración	(108,776)	—	—	(108,776)	n.s.	—	n.s.
Ingresos por interés	53,606	58,513	45,665	(4,907)	(8.4)%	12,848	28.1 %
Costos financieros	(212,760)	(144,319)	(132,849)	(68,441)	47.4 %	(11,470)	8.6 %
Otras ganancias (pérdidas), neto	(28,505)	(31,764)	25,619	3,259	n.s.	(57,383)	n.s.
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	353,394	449,170	560,474	(95,776)	(21.3)%	(111,304)	(19.9)%
Gasto por impuestos a la utilidad	(104,574)	(145,936)	(132,558)	41,362	(28.3)%	(13,378)	10.1 %
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	140,237	157,832	39,769	(17,595)	n.s.	118,063	296.9 %
Utilidad del año	389,057	461,066	467,685	(72,009)	(15.6)%	(6,619)	(1.4)%

IEnova UAIDA Ajustada

La siguiente tabla muestra la utilidad y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019. La utilidad por segmento se presenta después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

(miles de Dólares, excepto porcentajes)	Año terminado el 31 de diciembre de			Variación			
	2021	2020	2019	2021 vs 2020		2020 vs 2019	
IEnova UAIDA							
Segmento Gas	477,132	409,930	425,385	67,202	16.4 %	(15,455)	(3.6)%
Segmento Almacenamiento	237,646	185,924	188,574	51,722	27.8 %	(2,650)	(1.4)%
Segmento Electricidad	150,077	132,280	156,957	17,797	13.5 %	(24,677)	(15.7)%
Corporativo y eliminaciones	(2,122)	578	6,922	(2,700)	(467.1)%	(6,344)	(91.6)%
Total IEnova UAIDA	862,733	728,712	777,838	134,021	18.4 %	(49,126)	(6.3)%
UAIDA de negocios conjuntos	274,103	277,411	160,334	(3,308)	(1.2)%	117,077	73.0 %
Arrendamiento financiero en el segmento Almacenamiento	(18,249)	—	—	(18,249)	n.a.	—	n.a.
Total IEnova UAIDA Ajustada	1,118,587	1,006,123	938,172	130,713	13.0 %	67,951	7.2 %

Segmento Gas

En 2021, la IEnova UAIDA del Segmento Gas incrementó en USD\$67.2 millones o 16.4%, con respecto a lo reportado en 2020, debido principalmente a mayores ingresos en el negocio de transporte, un mayor margen en el negocio de gas y mayores tarifas de distribución, compensado por mayores gastos operativos.

En 2020, la IEnova UAIDA del Segmento de Gas disminuyó en USD\$15.5 millones o 3.6%, con respecto a lo reportado en 2019, debido principalmente al diferimiento de ingresos en el gasoducto Guaymas - El Oro y al ajuste extraordinario de tarifas de distribución en Ecogas Chihuahua en 2019, parcialmente compensado por mayores tarifas de transporte.

Segmento Almacenamiento

En 2021, la IEnova UAIDA del Segmento Almacenamiento incrementó en USD \$51.7 millones o 27.8%, con respecto a lo reportado en 2020, se debió principalmente al inicio de operaciones de las terminales de Veracruz y Valle de México.

En 2020, la IEnova UAIDA del Segmento de Almacenamiento está en línea con la del mismo periodo de 2019.

Segmento Electricidad

En 2021, la IEnova UAIDA del Segmento Electricidad incrementó en USD\$17.8 millones o 13.5%, con respecto a lo reportado en 2020, se debió principalmente a la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento

restante del capital social en marzo de 2021 y al inicio de operaciones de las plantas de generación de energía solar Don Diego y Border, compensado por menores resultados en Ventika y en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali.

En 2020, la IEnova UAIDA del Segmento de Electricidad disminuyó en USD\$24.7 millones o 15.7%, con respecto a lo reportado en 2019, debido principalmente a menores resultados de operación en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, menor desempeño en Ventika, parcialmente compensado por el inicio de operaciones durante 2019 de las plantas de energía solar Pima, Rumorosa y Tepezalá.

Negocios conjuntos

En 2021, la IEnova UAIDA de los Negocios Conjuntos disminuyó en USD\$3.3 millones o 1.2%, con respecto a lo reportado en 2020, se debió principalmente a la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento restante del capital social en marzo de 2021, que ahora forma parte de la información consolidada, compensado por mayores resultados en el gasoducto Sur de Texas - Tuxpan.

En 2020, la IEnova UAIDA de los Negocios Conjuntos disminuyó en USD\$117.1 millones o 73%, con respecto a lo reportado en 2019, debido principalmente al inicio de operaciones del gasoducto Sur de Texas - Tuxpan en septiembre 2019, parcialmente compensado por gastos de desarrollo no capitalizados del proyecto ECA Licuefacción.

Ingresos

La siguiente tabla muestra los ingresos y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019. Los ingresos por segmento se presentan después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

(miles de Dólares, excepto porcentajes)	Año terminado el 31 de diciembre de			Variación			
	2021	2020	2019	2021 vs 2020		2020 vs 2019	
Ingresos							
Segmento Gas	1,203,418	805,377	894,790	398,041	49.4 %	(89,413)	(10.0)%
Segmento							
Almacenamiento	233,828	159,963	156,477	73,865	46.2 %	3,486	2.2 %
Segmento Electricidad .	399,300	289,816	323,131	109,484	37.8 %	(33,315)	(10.3)%
Corporativo y otros	4,927	6,145	4,858	(1,218)	(19.8)%	1,287	26.5 %
Total de ingresos	1,841,473	1,261,301	1,379,256	580,172	46.0 %	(117,955)	(8.6)%

Segmento Gas

En 2021, los ingresos del Segmento de Gas incrementaron en USD\$398.0 millones -equivalente a un 49.4% - con respecto a los reportados en 2020, se debió principalmente a USD\$341.2 millones de mayor precio y volumen de gas natural vendido (parcialmente compensado en costo de ingresos), USD\$39.1 millones de mayores ingresos en el negocio de transporte y USD\$16.1 millones de mayores tarifas de distribución.

En 2020, los ingresos del Segmento de Gas disminuyeron en USD\$89.4 millones -equivalente a un 10%- con respecto a los reportados en 2019, principalmente por USD\$67.5 millones de menor precio de gas natural vendido (compensado en costo de ingresos), USD\$32.6 millones del diferimiento de ingresos en el gasoducto Guaymas - El Oro y USD\$5.0 millones por el ajuste extraordinario de tarifas de distribución en Ecogas Chihuahua en 2019, parcialmente compensado por USD\$17.2 millones de mayores tarifas de transporte.

Segmento Almacenamiento

En 2021, los ingresos del Segmento de Almacenamiento aumentaron USD\$73.8 millones - equivalente a 46.2% - con respecto a los reportados en 2020, se debió principalmente al inicio de operaciones de las terminales de Veracruz y Valle de México.

En 2020, los ingresos del Segmento de Almacenamiento están en línea con los reportados en 2019.

Segmento Electricidad

En 2021, los ingresos del Segmento de Electricidad incrementaron en USD\$109.5 millones -equivalente a 37.8% - con respecto a los reportados en 2020, se debió principalmente a USD\$61.9 millones de mayor precio y volumen en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, USD\$33.4 millones por la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento restante del capital social en marzo de 2021 y USD\$22.4 millones por el inicio de operaciones de las plantas de generación de energía solar Don Diego y Border, parcialmente compensado por USD\$9.3 millones de menor volumen en Ventika.

En 2020, los ingresos del Segmento de Electricidad disminuyeron en USD\$33.3 millones -equivalentes a un 10.3%- con respecto a los reportados en 2019, principalmente por USD\$37.1 millones por menor volumen neto de mayor precio en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali y USD\$11.7 millones por el menor desempeño en Ventika, parcialmente compensado por USD\$15.2 millones por el inicio de operaciones durante 2019 de las plantas de energía solar Pima, Rumorosa y Tepezalá.

Depreciación y amortización

En 2021, la depreciación y amortización fue USD\$212.9 millones, comparado con USD\$162.0 millones durante el mismo periodo de 2020. El incremento de USD\$50.9 millones se debió principalmente a los nuevos activos en operación de los segmentos de gas, electricidad y almacenamiento y la consolidación de Energía Sierra Juárez después de la adquisición del 50 por ciento restante del capital social en marzo de 2021.

En 2020, el gasto por depreciación y amortización fue USD\$162.0 millones, comparado con USD\$155.8 millones en 2019. El incremento de USD\$6.2 millones se debió principalmente al inicio de operaciones de las plantas de energía solar Pima, Rumorosa y Tepezalá.

Deterioro de activos de larga duración

La Compañía llevó a cabo una prueba de deterioro del valor en libros de los activos de larga duración, como resultado de eventos sucedidos durante el cuarto trimestre de 2021. Dicha prueba de deterioro llevó al reconocimiento de una pérdida por deterioro de USD\$108.8 millones.

Costo financiero, neto de ingresos por interés

En 2021, el costo financiero neto fue USD\$159.1 millones, comparado con USD\$85.8 millones durante el mismo periodo de 2020. Los incrementos de y USD\$73.3 millones se asoció principalmente con los costos de terminación de instrumentos financieros y a la cancelación de los costos de emisión de deuda no amortizada, derivado de la terminación anticipada de deuda en octubre 2021 relacionado a los préstamos bancarios en Ventika y ESJ y a mayores gastos por intereses relacionado a la emisión internacional de Senior Notes en septiembre de 2020.

En 2020, el costo financiero neto de ingresos por interés fue USD\$85.8 millones, comparado con USD\$87.2 millones en 2019. La disminución de USD\$1.4 millones fue principalmente debido a mayores ingresos por interés en relación al préstamo de accionistas otorgado al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan compensado por mayor costo financiero.

Otras ganancias y pérdidas

En 2021, otras pérdidas fueron USD\$28.5 millones, comparado con otras pérdidas de USD\$31.7 millones durante el mismo periodo de 2020. La variación de USD\$3.2 millones se debió al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, principalmente relacionado al préstamo de accionistas, denominado en pesos, para fondear al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan, que es compensado en la Participación de Utilidades de Negocios Conjuntos.

En 2020, otras pérdidas fueron USD\$31.7 millones, comparado con otras ganancias por USD\$25.6 millones en 2019. La variación de USD\$57.3 millones se debe al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, principalmente relacionado al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, para fondear al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan, que es compensado en la Participación de Utilidades de Negocios Conjuntos.

Impuestos a la utilidad

En 2021, el gasto por impuestos a la utilidad fue USD\$104.6 millones, comparado con USD\$145.9 millones en el mismo periodo de 2020. La disminución de USD\$41.3 millones es principalmente debido a menor utilidad antes de impuestos y al efecto del tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo que son valuados en pesos para fines de impuestos, parcialmente compensado por el efecto de tipo de cambio e inflación sobre activos y pasivos monetarios y el efecto de estímulos fiscales.

En 2020, el gasto por impuestos a la utilidad fue USD\$145.9 millones, comparado con USD\$132.6 millones en 2019. El incremento de USD\$13.3 millones se debió principalmente al efecto del tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo que son valuados en Pesos para fines de impuestos, parcialmente compensado por los efectos de tipo de cambio sobre activos y pasivos monetarios.

Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad

En 2021, la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad fue USD\$140.2 millones, comparado con USD\$157.8 millones durante el mismo periodo de 2020. La disminución de \$17.6 millones se debió principalmente por el efecto de la fluctuación del tipo de cambio, principalmente relacionado al préstamo de accionistas, denominado en pesos en el Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan y compensado por sus menores costos financieros y efectos de tipo de cambio, que no significan flujo de efectivo en el gasoducto Los Ramones Norte. El efecto de tipo de cambio se compensa en Otras (pérdidas) ganancias, neto.

En 2020, la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad fue USD\$157.8 millones, comparado con USD\$39.8 millones en 2019. El incremento de USD\$118.0 millones fue principalmente debido al inicio de operaciones del gasoducto Sur de Texas - Tuxpan en septiembre 2019 y al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, principalmente relacionado al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, compensado por mayor costo financiero. El efecto de tipo de cambio se compensa en Otras ganancias (pérdidas), neto.

Reconciliación de utilidad del periodo a IEnova UAIDA y IEnova UAIDA Ajustada

A continuación la reconciliación de la utilidad del periodo a IEnova UAIDA y IEnova UAIDA Ajustada:

(miles de Dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
		(no auditados)	
Reconciliación a IEnova UAIDA			
Utilidad del periodo	389,057	461,066	467,685
Depreciación y amortización	212,904	161,972	155,799
Deterioro de activos de larga duración	\$ 108,776	—	—
Costos financieros, neto	159,154	85,806	87,184
Otras pérdidas (ganancias), neto	28,505	31,764	(25,619)
Gasto por impuestos a la utilidad	104,574	145,936	132,558
Participación en las (utilidades) de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	(140,237)	(157,832)	(39,769)
(1) IEnova UAIDA	862,733	728,712	777,838
Reconciliación de Ajuste para IEnova UAIDA de Negocios Conjuntos			
Utilidad del periodo	140,237	157,832	39,769
Depreciación y amortización	30,657	31,470	14,426
Costos financieros, neto	68,136	85,920	65,908
Otras (ganancias) pérdidas, neto	(23,000)	(41,390)	26,561
Gasto por impuestos a la utilidad	58,073	43,579	13,670
(2) Ajuste para IEnova UAIDA de Negocios Conjuntos	274,103	277,411	160,334
(3) Arrendamiento financiero en Segmento Almacenamiento	(18,249)	—	—
(1+2) IEnova UAIDA Ajustada	1,118,587	1,006,123	938,172

Situación financiera, liquidez y recursos de capital:

Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital

Panorama general

Históricamente las operaciones de la Compañía han generado y se prevé que continuarán generando flujos de efectivo positivos. La Compañía requiere capital principalmente para satisfacer sus necesidades de capital de trabajo; para efectuar inversiones en mantenimiento, ampliaciones y adquisiciones; y para cubrir el servicio de su deuda. La capacidad de la Compañía para satisfacer sus necesidades de capital de trabajo depende de que sus operaciones generen efectivo constantemente, de los términos de sus obligaciones financieras y de su nivel de acceso a los mercados de capitales. La Compañía considera que en el futuro el efectivo generado por sus operaciones, en conjunto con su nivel de acceso a financiamiento a través de deuda y a los mercados de valores, le proporcionarán recursos adecuados para financiar sus actividades de operación, sus inversiones en activos, sus adquisiciones y el desarrollo de nuevos negocios.

La Compañía tiene comprometida una porción sustancial de la capacidad de producción de los activos pertenecientes a sus distintos segmentos, a través de contratos a largo plazo con sus clientes, lo cual le proporciona un flujo de efectivo constante y predecible. Las contrapartes de la Compañía en la gran mayoría de estos contratos son entidades públicas o privadas estables y solventes.

Los flujos de efectivo generados por las operaciones de la Compañía se dividen en flujos entrantes que están representados por sus ingresos; y en flujos salientes, que están representados por el costo de sus ingresos y por los incrementos del capital de trabajo necesarios para el crecimiento de sus negocios. Los flujos de efectivo utilizados en las actividades de inversión de la Compañía corresponden a las inversiones en propiedades, planta y equipo necesarias para su crecimiento, para realizar obras de ampliación y mantenimiento y para efectuar adquisiciones. Los flujos de efectivo generados por las actividades de financiamiento de la Compañía están relacionados principalmente con los cambios en los niveles de los créditos otorgados por sus filiales para financiar el crecimiento de sus negocios, el pago de su deuda con el efectivo generado por sus operaciones, la celebración de operaciones de refinanciamiento y el pago de dividendos.

La Compañía prevé que los flujos de efectivo generados por sus operaciones, aunados a su capacidad de endeudamiento, serán suficientes para cubrir sus necesidades de liquidez en el futuro cercano. La Compañía está sujeta a ciertos requisitos en materia de capitalización establecidos por las entidades gubernamentales que regulan las operaciones de sus gasoductos y su negocio de distribución de gas natural.

Liquidez

La Compañía es una sociedad controladora. Por tanto, su capacidad para cumplir con sus obligaciones depende principalmente de las utilidades y flujos de efectivo generados por sus subsidiarias y sus coinversiones o negocios conjuntos, así como de la capacidad de estas últimas para pagar dividendos o efectuar otras distribuciones a la propia Compañía.

Fuentes de efectivo y destino de los recursos

	Año terminado el 31 de diciembre		
	2021	2020	2019
<i>(miles de Dólares)</i>			
Efectivo neto generado por las actividades de operación . . .	752,914	523,342	706,654
Efectivo neto (utilizado en) actividades de inversión	(311,741)	(616,654)	(655,003)
Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de financiamiento	(540,826)	323,822	6,637
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	218,535	316,336	91,502

Actividades de operación

En 2021, el efectivo neto generado de las actividades de operación fue USD\$752.9 millones, comparado con USD\$523.3 millones durante el mismo periodo de 2020. Las variaciones se debieron principalmente a mayores resultados operativos, un menor monto de impuestos pagados y por cambios en el capital de trabajo.

En 2020, el efectivo neto proveniente de las actividades de operación fue USD\$523.3 millones, comparado con USD\$706.7 millones en 2019, principalmente debido a cambios en el capital de trabajo, un mayor monto de impuestos pagados y menores resultados operativos.

Actividades de Inversión

La Compañía mantiene recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras por lo que respecta a sus inversiones en activos y a otras actividades de inversión tanto propias como de sus subsidiarias.

En 2021, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue USD\$311.7 millones, debido principalmente a USD\$299.1 millones en inversiones de capital principalmente relacionados a las terminales de líquidos, la adquisición de Energía Sierra Juárez neto de efectivo adquirido por USD\$65.0 millones, USD\$26.8 millones para el proyecto ECA licuefacción y USD\$8.4 millones para fundear el proyecto ESJ Expansión antes de la adquisición, parcialmente compensado por USD\$46.5 millones de intereses recibidos y USD\$39.4 millones de cobros, ambos relacionados al préstamo de accionistas del Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan.

En 2020, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue USD\$616.7 millones, debido principalmente a USD\$560.7 millones en inversiones de capital principalmente relacionados a las terminales de líquidos y proyectos solares, USD\$85.3 millones para fundear el proyecto ESJ Expansión y USD\$32.5 millones para fundear el proyecto ECA Licuefacción, parcialmente compensado por USD\$55.5 millones de intereses recibidos del préstamo de accionistas del Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan y USD\$7.6 millones por reducción de capital relacionado al proyecto ESJ Expansión.

En 2019, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue USD\$655.0 millones, debido principalmente a USD\$613.6 millones en inversiones de capital principalmente relacionados a los proyectos solares y terminales de líquidos, y USD\$49.1 millones para fundear el proyecto ECA Licuefacción y USD\$15.8 millones para fundear al Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, parcialmente compensados por USD\$18.7 millones de pago de intereses del préstamo de accionistas del Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan.

Actividades de financiamiento

En 2021, el efectivo neto utilizado por las actividades de financiamiento fue USD\$540.8 millones debido principalmente a USD\$388.8 millones por pagos netos de financiamientos bancarios, USD\$134.6 millones de intereses pagados y USD\$11.1 millones de pago de arrendamientos.

En 2020, el efectivo neto generado por las actividades de financiamiento fue USD\$323.8 millones, debido principalmente por USD\$770.0 millones por la emisión internacional de Senior Notes, neto de gastos, los recursos netos fueron utilizados para refinanciar la deuda a corto plazo y USD\$64.0 millones de préstamos netos provenientes de afiliadas no consolidables, compensados por USD\$231.0 millones de recompra de acciones y USD\$138.4 millones de pago de líneas de crédito, USD\$119.1 millones de intereses pagados y USD\$11.3 millones de pago de arrendamientos.

En 2019, el efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento fue USD\$6.6 millones, debido principalmente a USD\$510.0 millones por la disposición neta de financiamientos bancario, parcialmente compensado por el pago de dividendos por USD\$220.0 millones, USD\$133.8 millones de intereses pagados, USD\$112.4 millones de pago neto de préstamos provenientes de afiliadas no consolidables, USD\$27.4 millones de pago de arrendamientos y USD\$9.8 millones de recompra de acciones.

Compra de acciones propias

De tiempo en tiempo la Compañía adquiere acciones propias haciendo uso de los recursos destinados a ello por sus accionistas. En las asambleas generales ordinarias de accionistas de la Compañía celebradas el 14 de junio de 2018, el 30 de abril de 2019 y el 30 de abril de 2020, se aprobó, respectivamente, la constitución de un fondo de compra de acciones propias, por un monto máximo de hasta USD\$500 millones considerando las utilidades de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

La siguiente tabla contiene información sobre las Acciones adquiridas por la Compañía en 2018, 2019 y 2020 previo a la fecha de la publicación de este Reporte, a través del programa establecido para dichos efectos:

Periodo	No. de acciones adquiridas	Precio promedio pagado por Acción (Pesos)	Monto disponible para la compra de Acciones propias bajo el programa (Pesos)	Monto disponible para la compra de Acciones propias bajo el programa (Dólares)
Noviembre 2018	500,000	69.79	5,121,578,000	248,300,228
Diciembre 2018	1,500,000	72.79	5,012,387,750	242,820,383
Febrero 2019	1,600,000	71.08	4,898,653,570	236,924,745
Mayo 2019	150,000	78.26	4,741,261,000	249,386,594
Junio 2019	450,000	72.23	4,708,758,400	247,690,968
Julio 2019	400,000	70.23	4,680,666,520	246,217,559
Agosto 2019	20,000	70.45	4,679,257,520	246,144,030
Mayo 2020	1,016,309	58.79	11,940,356,072	497,346,525
Junio 2020	2,677,847	64.29	11,768,188,736	489,666,542
Julio 2020	12,304,826	64.14	10,978,919,638	454,134,547
Agosto 2020	14,121,889	65.66	10,051,701,133	412,387,280
Septiembre 2020	27,426,510	61.60	8,362,165,799	333,147,583
Octubre 2020	19,575,399	69.81	6,995,670,590	269,276,866
	<u>81,742,780</u>			

**Resumen de principales cifras del
Estado de posición financiera**

(en miles de Dólares)

Al 31 de diciembre

	2021	2020	2019
Arrendamientos financieros por cobrar, corto plazo	23,786	13,813	11,354
Arrendamientos financieros por cobrar, largo plazo	961,749	926,795	921,270
Propiedades, planta y equipo, neto	5,321,869	5,048,512	4,637,962
Activos intangibles	290,449	170,993	180,867
Crédito mercantil ^(a)	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Total de activos	10,888,040	10,466,424	9,552,506
Pasivos circulantes	1,658,549	1,239,376	1,593,532
Total de pasivos a largo plazo	3,655,819	4,105,251	3,001,737
Total de pasivos	5,314,368	5,344,627	4,595,269
Total de capital contable	5,573,672	5,121,797	4,957,237

En 2021, los activos intangibles aumentaron debido a la adquisición de Energía Sierra Juárez en marzo de 2021.

En 2019 y 2020, la propiedad, planta y equipo neto aumentó debido principalmente a inversiones de capital para proyectos solares y terminales de líquidos.

En 2019, el total de pasivos aumentó debido principalmente a nuevos créditos a largo plazo.

Índices

	Al 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Activo circulante a Pasivo circulante	0.5 veces	0.7 veces	0.7 veces
Pasivo total a Activo total	49%	51%	51%
Pasivo total a Capital contable	95%	104%	104%
Días de ventas en cuentas por cobrar	45 días	54 días	54 días

Deuda insoluta

En términos históricos:

	Al 31 de diciembre de		
(miles de Dólares)	2021	2020	2019

Al 31 de diciembre de

Deuda corto plazo	1,063,899	836,085	1,238,085
Deuda a largo plazo a partes relacionadas	287,126	272,857	233,597
Deuda a largo plazo CEBURES	189,472	195,501	206,949
Deuda a largo plazo (incluye senior notes)	2,279,267	2,835,600	1,705,790

El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos emisiones de certificados bursátiles por un monto total de principal de MXN\$5,200 millones (equivalentes a USD\$408 millones, al tipo de cambio de MXN\$12.7364 por USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 12 de febrero de 2013, la fecha en que se celebraron los contratos de swap de tipo de cambio discutidos) en una oferta pública en México. El monto total de la primera emisión fue de MXN\$3,900 millones con un plazo de 10 años a una tasa de interés fija de 6.30%, y el monto total de la segunda emisión fue de MXN\$1,300 millones con un plazo de 5 años a una tasa de interés equivalente a la TIIE, más 30 puntos base. La Compañía aplicó parte los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$408 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales y resto fue aplicado para financiar la adquisición de propiedades, planta y equipo. El 8 de febrero de 2018, la Compañía realizó un pago de principal por un monto de \$1,300 millones de Pesos históricos, relacionados con la segunda colocación pública de CEBURES.

El 2 de marzo de 2015, IEnova celebró dos contratos de préstamos por un monto de USD\$90.0 millones y USD\$30.0 millones, con Inversiones Sempra Latin America Limitada e Inversiones Sempra Limitada, respectivamente, dichos préstamos son para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento de nueve meses con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés de dichos créditos es del 1.98% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2015, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2016. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2016, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2017. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$90 millones; además en la misma fecha liquidó parcialmente el préstamo de USD\$30 millones, quedando un saldo remanente por USD\$10.8 millones. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$10.8 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo los contratos de préstamo de fecha 2 de marzo de 2015 antes mencionados. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 21 de agosto de 2015, la Compañía contrató una línea del Crédito Revolvente Sindicado por USD\$400 millones con una duración de 5 años, dicha línea de crédito será utilizada para financiar el capital de trabajo de la Compañía y para propósitos corporativos generales, los prestamistas SMBC, Santander, The Bank of Tokyo y Bank of Nova Scotia. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 3 meses más 90 puntos base. En diciembre de 2015, la Compañía celebró un convenio modificatorio para aumentar el monto de la línea de crédito disponible hasta por la cantidad de USD\$600 millones. En noviembre de 2016 se llevó a cabo una modificación en el contrato de crédito revolvente de la Compañía para aumentar el monto disponible de USD\$600 millones a USD\$1,170 millones. En febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio al contrato de crédito en cuenta corriente existente por USD\$1,170 millones para (i) aumentar el monto de la línea de crédito disponible bajo el Contrato de Crédito a la cantidad de USD\$1,500 millones, (ii) ampliar la vigencia del mismo de agosto de 2020 a febrero de 2024 e (iii) incluir a JP Morgan y Credit Agricole en el sindicato de acreedores. El destino de los recursos de esta línea de crédito es para capital de trabajo, inversiones y otros fines corporativos en general. Al 31 de diciembre del 2021 la línea de crédito tiene un saldo disponible de USD\$1,101 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 21 de agosto de 2015 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Notificar al agente administrativo sobre cualquier incumplimiento, reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental o cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de realizar o permitir cualquier cambio importante en el giro o la naturaleza de sus negocios.
- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el crédito.

El 27 de diciembre de 2016, la Compañía celebró dos contratos de préstamos con sus partes relacionadas no consolidables por USD\$20 millones con POC y de USD\$70 millones con ISLA. Los créditos están denominados en Dólares, el plazo de vencimiento es de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años y el destino de los recursos es para cubrir las necesidades de capital de trabajo, inversiones y para propósitos corporativos en general. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio con POC modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. Así mismo la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características

son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$70 millones. El 24 de septiembre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$102 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo los contratos de préstamos de fecha 27 de diciembre de 2016 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 17 de marzo de 2017, la Compañía firmó un convenio modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 180 puntos base pagadera trimestralmente. A partir del 9 de noviembre de 2018 SOT Suisse transfirió todos los derechos y obligaciones del préstamo a Sempra Energy International Holdings N.V. convirtiéndose esta última en el nuevo acreedor de la Compañía. Además en la misma fecha se modificó la tasa de interés; la nueva tasa de interés aplicable es de LIBOR más 137 puntos pagaderos trimestralmente. El 29 de diciembre de 2021 la Compañía repagó la totalidad del crédito por USD\$38.5 millones más intereses.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el convenio modificatorio de fecha 17 de marzo de 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 21 de marzo de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito por un monto de USD\$85 millones con ISLA, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es la tasa LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 21 de marzo de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 21 de marzo de 2019, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 29 de noviembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 80 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 21 de marzo de 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 27 de abril de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$19 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 27 de abril de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 24 de septiembre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$102 millones.

A partir del 1 de junio de 2017 ISLA se fusionó con ISL, siendo esta la entidad que se mantiene después de la fusión, las condiciones de los acuerdos entre ISL y IEnova siguen siendo los mismos.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 27 de abril de 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 26 de junio 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base pagadera trimestralmente. El 26 de junio de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas

características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 24 de septiembre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$102 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 26 de junio de 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 23 de agosto de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$132.8 millones con SEH, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de seis meses. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 61 puntos base pagadera trimestralmente. El 6 de febrero de 2018 la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 22 de agosto de 2018. En la fecha de vencimiento se liquidó en su totalidad el principal e intereses devengados.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 23 de agosto de 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 29 de septiembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base pagadera trimestralmente. El 28 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 24 de septiembre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$102 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 29 de septiembre 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 14 de diciembre de 2017 la Compañía realizó una emisión de USD\$840 millones de Senior Notes, compuesta de un monto de principal de USD\$300 millones con una tasa de 3.750% con vencimiento en 2028, y de un monto de principal de USD\$540 millones con una tasa de 4.875% con vencimiento en 2048. El 15 de septiembre de 2020, la Compañía realizó una emisión de USD\$800 millones de Senior Notes con una tasa de 4.75% con vencimiento en 2051.

El 28 de diciembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 63 puntos base pagadera trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía consolidó en un solo préstamo la totalidad de la deuda con POC siendo este por un monto total de USD\$102 millones; donde las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 90 puntos pagaderos trimestralmente. El 24 de septiembre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$102 millones.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 28 de diciembre 2017 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 16 de enero de 2018 la Compañía celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$70 millones con ISL para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento al 15 de diciembre de 2018. La tasa de interés de dicho crédito es de Libor + 63 puntos base. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio con ISL modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de septiembre de 2019, la Compañía liquidó parcialmente el préstamo de USD\$70 millones, quedando un saldo remanente por USD\$36.5 millones. El 9 de octubre la Compañía liquidó totalmente intereses y principal.

El 30 de noviembre de 2018, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de hasta USD\$320 millones con Sempra Global, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de agosto de 2020 la Compañía firmó un convenio modificatorio para ampliar el vencimiento al 21 de agosto de 2022. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de préstamo de fecha 16 de enero de 2018 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo el préstamo.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si la Compañía cede sus derechos en beneficio de algún acreditante.

El 11 de abril de 2019, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$100 millones con Scotiabank. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 1 mes o TIIE a 28 días más 30 puntos base. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 1 año, en Dólares o Pesos, indistintamente. La Compañía terminó anticipadamente este crédito el 9 de octubre de 2020.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 11 de abril de 2019 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Mantener en condiciones adecuadas sus activos.
- Notificar al acreditante sobre cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.
- Notificar al acreditante sobre cualquier reclamación, demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.
- Abstenerse de transferir cualquier derecho en favor de cualquier subsidiaria o entidad que haya incurrido en violaciones a las sanciones establecidas en el contrato de crédito.

- Abstenerse de obtener créditos del mismo tipo que el otorgado al amparo del contrato de crédito.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el Crédito.
- Si la Compañía es declarada en quiebra, concurso mercantil, disolución o liquidación.
- Si la sociedad denominada Semptra Energy deja de tener más del 51% de control sobre la Compañía.
- En caso de que se genere un efecto material adverso con cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Si cualquier autoridad gubernamental asume el control del 20% o más de los activos totales de la Compañía.

El 23 de septiembre de 2019, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$280 millones con The Bank of Nova Scotia. Dicha línea de crédito será utilizada para financiar el capital de trabajo de la Compañía, inversiones y otros fines corporativos en general. El préstamo devenga intereses a tasa LIBOR a 3 meses más 54 puntos base. La vigencia es de dos años a partir de la fecha de la firma. El 23 de septiembre de 2021 la Compañía celebró un acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido aumentando la cantidad hasta por USD\$350 millones con una vigencia de dos años. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha dispuesto en su totalidad la línea de crédito.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 23 de septiembre de 2019 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Notificar al acreditante sobre cualquier incumplimiento, reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental, cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de realizar o permitir cualquier cambio importante en el giro o la naturaleza de sus negocios
- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el crédito.

El 19 de noviembre de 2019, la Compañía celebró contratos de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$200 millones con IFC, miembro del Grupo Banco Mundial y NADB. El 26 de marzo de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$100 millones con JICA. El 10 de junio de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por USD\$241 millones con DFC. Es el primer préstamo certificado por los Green Loan Principles que IFC otorga a una empresa en México. Los fondos se utilizarán para financiar y/o refinanciar la construcción del portafolio de proyectos de generación solar de IEnova.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo los contratos de crédito de fecha 19 de noviembre de 2019, 26 de marzo de 2020 y 10 de junio de 2020 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en los contratos.
- Entregar reportes relativos al pago de los impuestos aplicables.

Obligaciones de Hacer

- Notificar sobre cualquier incumplimiento, reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental, cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran para la construcción operación y mantenimiento del proyecto.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Realizar todos los actos necesarios para la construcción operación y mantenimiento del proyecto objeto de los créditos.
- Permitir el acceso a sus instalaciones y a la documentación con el objeto de verificar que se esté cumpliendo lo establecido en los contratos.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de realizar o permitir cualquier cambio importante en el giro o la naturaleza de sus negocios.
- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.
- Abstenerse de modificar su estructura corporativa.
- Abstenerse de participar en “prácticas sancionables” en términos de lo establecido en los contratos

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo los créditos.
- Si la Compañía es declarada en bancarrota.
- Si una parte sustancial de los activos de la Compañía son objeto de expropiación.

El 9 de octubre de 2020, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$20 millones con Scotiabank. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 1 mes o TIIIE a 28 días más un margen a convenir. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 6 meses, en Dólares o Pesos, indistintamente. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

A continuación se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 9 de octubre de 2020 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Mantener en condiciones adecuadas sus activos.
- Notificar al acreditante sobre cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.
- Notificar al acreditante sobre cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.
- Abstenerse de transferir cualquier derecho en favor de cualquier subsidiaria o entidad que haya incurrido en violaciones a las sanciones establecidas en el contrato de crédito.
- Abstenerse de obtener créditos del mismo tipo que el otorgado al amparo del contrato de crédito.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el Crédito.
- Si la Compañía es declarada en quiebra, concurso mercantil, disolución o liquidación.
- Si la sociedad denominada Sempra Energy deja de tener más del 51% de control sobre la Compañía.
- En caso de que se genere un efecto material adverso con cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Si cualquier autoridad gubernamental asume el control del 20% o más de los activos totales de la Compañía.

El 15 de octubre de 2020, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$100 millones con The Bank of Nova Scotia. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 6 meses más un margen a convenir. La vigencia es de tres años a partir de la fecha de la firma y se podrán hacer disposiciones hasta por 6 meses, prorrogables en periodos de 180 días, hasta llegar a 3 años, a discreción del banco. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía tiene un saldo utilizado de USD\$8 millones de la línea de crédito.

A continuación, se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 15 de octubre de 2020 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Mantener en condiciones adecuadas sus activos.
- Notificar al acreditante sobre cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.
- Notificar al acreditante sobre cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.
- Abstenerse de transferir cualquier derecho en favor de cualquier subsidiaria o entidad que haya incurrido en violaciones a las sanciones establecidas en el contrato de crédito.
- Abstenerse de obtener créditos del mismo tipo que el otorgado al amparo del contrato de crédito.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el Crédito.
- Si la Compañía es declarada en quiebra, concurso mercantil, disolución o liquidación.
- Si la sociedad denominada Sempra Energy deja de tener más del 51% de control sobre la Compañía.
- En caso de que se genere un efecto material adverso con cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Si cualquier autoridad gubernamental asume el control del 20% o más de los activos totales de la Compañía.

El 22 de septiembre de 2021, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$250 millones con The Bank of Nova Scotia. El préstamo devenga intereses a la tasa LIBOR a 3 meses más un margen de 0.10%. La vigencia es de un año a partir de la fecha de la firma. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha dispuesto la totalidad de la línea de crédito.

A continuación, se presenta un resumen con las principales obligaciones de dar, de hacer y de no hacer bajo el contrato de crédito de fecha 22 de septiembre de 2021 antes mencionado. Es importante mencionar que las mismas se presentan de manera enunciativa más no limitativa.

Obligaciones de Dar

- Entregar información financiera conforme a lo establecido en el contrato.

Obligaciones de Hacer

- Mantener en condiciones adecuadas sus activos.
- Notificar al acreditante sobre cualquier evento que pudiera generar un efecto material adverso o cualquier información que podría resultar en un cambio a la lista de beneficiarios.

- Notificar al acreditante sobre cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Mantener en vigor todas las autorizaciones, licencias y concesiones que se requieran en el curso ordinario de sus negocios.
- Mantener los seguros necesarios en relación con sus activos.
- Mantener el control sobre sus subsidiarias.

Obligaciones de No Hacer

- Abstenerse de modificar su objeto social, escindirse o fusionarse con cualquier otra entidad, o aprobar su liquidación, disolución o transformación.
- Abstenerse de transferir cualquier derecho en favor de cualquier subsidiaria o entidad que haya incurrido en violaciones a las sanciones establecidas en el contrato de crédito.
- Abstenerse de obtener créditos del mismo tipo que el otorgado al amparo del contrato de crédito.

Causas de Vencimiento Anticipado

- Si la Compañía no realiza de manera puntual los pagos bajo los créditos.
- Si la Compañía incumple con las obligaciones a su cargo bajo el Crédito.
- Si la Compañía es declarada en quiebra, concurso mercantil, disolución o liquidación.
- Si la sociedad denominada Sempra Energy deja de tener más del 51% de control sobre la Compañía.
- En caso de que se genere un efecto material adverso con cualquier reclamación demanda o procedimiento ante una autoridad gubernamental.
- Si cualquier autoridad gubernamental asume el control del 20% o más de los activos totales de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2021 la Compañía no tenía deuda de partes relacionadas al accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía o a sus subsidiarias. Ver la nota 6 a los Estados Financieros Auditados incluidos en este Reporte.

Situación Tributaria

Al 31 de diciembre de 2021, tanto la Compañía como sus subsidiarias, no tienen adeudos fiscales relevantes.

Inversiones en activos

La Compañía tiene planeado continuar realizando inversiones en el sector de infraestructura de energía que promueva el desarrollo de México, en proyectos que generen flujos de efectivo estables, así como incursionar en otros negocios relacionados para incrementar sus ingresos y su rentabilidad. La Compañía se propone lograr este objetivo siguiendo una estrategia de crecimiento disciplinada y enfocada que incluya:

- Inversiones en infraestructura crítica, esencial y estratégica que permita el acceso a energía a precios asequibles para los consumidores mexicanos;
- La optimización de activos existentes;
- Una mayor diversificación de su base de activos y clientes; y
- Modelo de negocios sustentable.

Durante los años 2021, 2020 y 2019, la Compañía efectuó inversiones en activos por USD\$299.1, USD\$560.7 y USD\$613.6 millones, respectivamente. Estas inversiones en activos consistieron principalmente en la adquisición de propiedades, planta y equipo, para el desarrollo de proyectos solares, terminales de líquidos y gasoductos.

La siguiente tabla muestra las inversiones en activos presupuestadas para los próximos tres años por segmento de negocios, incluyendo inversiones en activos de negocios conjuntos.

Inversión por segmentos (millones de Dólares)	2022	2023	2024
Gas	260	163	125
Electricidad	21	6	4
Almacenamiento	33	34	8
Negocios Conjuntos	114	55	38
Inversión Total	\$ 428	\$ 258	\$ 175

Obligaciones contractuales

En términos históricos

La siguiente tabla contiene un resumen de las obligaciones contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2020, la cual detalla los vencimientos contractuales remanentes de los pasivos financieros no derivados de la Compañía con períodos de reembolso acordados. La tabla se ha elaborado a partir de los flujos de efectivo no descontados de dichos pasivos financieros, con base en su exigibilidad, que es la fecha más temprana en la que la Compañía puede ser requerida a pagar. La tabla incluye flujos de efectivo de principales.

(miles de Dólares)	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	Más de 5 años	Total
Obligaciones de deuda con partes relacionadas	—	119,570	69,723	245,933	435,226
CEBURES	12,803	187,864	—	—	200,667
Préstamos bancarios	1,062,072	75,084	50,888	—	1,188,044
Deuda Internacional (Senior Notes)	75,567	188,717	263,867	3,096,504	3,624,655
Crédito con Multilaterales	24,976	68,911	122,860	434,622	651,369
Socio de negocios conjuntos	—	—	—	—	—
Pasivos por arrendamientos	3,379	5,754	3,301	56,903	69,337
Obligaciones e instrumentos financieros derivados	\$ (7,375)	\$ (131,711)	\$ 436	\$ 5,035	\$ (133,615)
Total	1,171,422	514,189	511,075	3,838,997	6,035,683

Dentro del curso ordinario de sus operaciones, la Compañía también celebra contratos de suministro a largo plazo con empresas filiales, que no están reflejados en la tabla que antecede. Además, los instrumentos financieros derivados contratados por

la Compañía le imponen a esta última las obligaciones descritas en la sección “Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado - Instrumentos financieros derivados”.

Acuerdos no reflejados en el balance general

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no tenía celebrado ningún acuerdo adicional a los reflejados en su balance general.

Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado

Instrumentos financieros derivados

La Compañía mantiene instrumentos financieros derivados para reducir exposiciones a riesgos. Estos instrumentos son negociados con instituciones de reconocida solvencia financiera y los límites de negociación son establecidos para cada institución. La política de la Compañía es la realización de operaciones con instrumentos financieros derivados con la finalidad de compensar la exposición a los riesgos por medio de la administración de riesgos. Para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados. (Ver Nota 23.).

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al FV en el Estado Consolidado de Posición Financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su FV a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su FV al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el Estado Consolidado de Resultados en la misma línea de la partida cubierta por los derivados que son de cobertura.

Derivados implícitos

Los derivados implícitos en contratos anfitriones no derivados son tratados como derivados por separado cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos anfitriones y estos últimos no se miden a su FVTPL.

Exención de uso propio

Los contratos que han sido celebrados y que se mantienen con el propósito de recibir y entregar alguna partida no financiera, de acuerdo con las necesidades previstas de compra, venta o de uso de la Compañía, caen en “uso propio” (o “compra o venta normal”). Bajo esta exención, los acuerdos de suministros físicos ordinarios son excluidos del tratamiento de la contabilidad de instrumentos derivados.

Objetivos de la administración del riesgo financiero

Las actividades llevadas a cabo por la Compañía pueden exponerla a riesgos financieros, incluyendo el riesgo de mercado, que incluye el riesgo de tipo de cambio, de tasa de interés, de precios de materias primas, de crédito y de liquidez. La Compañía busca minimizar los posibles efectos negativos de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa integral de administración de riesgos.

La Compañía puede utilizar instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrirse de algunas exposiciones a los riesgos financieros implícitos en los activos y pasivos en los Estados Consolidados de Posición Financiera o riesgos fuera de balance (compromisos en firme y transacciones proyectadas como altamente probables). Tanto la administración de riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados se rigen por las políticas de la Compañía.

La Compañía identifica, evalúa, monitorea y administra de forma centralizada los riesgos financieros de sus subsidiarias operativas a través de políticas escritas que establecen límites asociados a riesgos específicos, incluyendo las directrices para

establecer las pérdidas admisibles, para determinar cuándo el uso de ciertos instrumentos financieros derivados es apropiado cuándo dichos instrumentos pueden ser designados como instrumentos de cobertura, o cuándo no califican para la contabilidad de cobertura, sino más bien como mantenidos con fines de especulación. El cumplimiento de las políticas establecidas y los límites de exposición de la administración de la Compañía son revisados por auditoría interna en forma rutinaria. Adicionalmente, respecto a las operaciones con instrumentos financieros derivados, la administración de la Compañía recibe asesoría de Chatham Hedging Advisors, LLC en la verificación del valor razonable y en la determinación de la efectividad de los instrumentos de cobertura. Estas cifras, posiciones y conclusiones son revisadas por el auditor externo de la Compañía de forma trimestral aún y cuando no existe requerimiento de dicha revisión sobre una base trimestral.

Los directores y ejecutivos clave de IEnova, con apoyo de la Dirección de Tesorería y Riesgos supervisan y autorizan las actividades de administración de riesgos según las políticas y procedimientos establecidos en la Compañía.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de la erosión de los flujos de efectivo, ingresos, valor de los activos y capital debido a los cambios adversos en los precios de mercado, tasas de interés y tipos de cambio.

La Compañía cuenta con políticas que rigen la administración del riesgo de mercado y las actividades comerciales. Los directores y ejecutivos clave de la Compañía Controladora son miembros de comités que establecen políticas, supervisan las actividades de administración de riesgos energéticos y monitorean los resultados de las negociaciones y otras actividades para asegurar el cumplimiento de nuestras políticas de administración y negociación del riesgo de energía. Estas actividades incluyen, pero no están limitadas a, el monitoreo diario de las posiciones de mercado que crean riesgo de crédito, liquidez y mercado. Los órganos de vigilancia y los comités respectivos son independientes de los departamentos de adquisición de energía eléctrica.

La Compañía contrata una variedad de instrumentos financieros derivados para administrar su exposición al riesgo de precios de materias primas, de tasas de interés y de tipos de cambio, entre ellos:

- Swaps de tasas de interés para mitigar el riesgo de incremento de las tasas de interés o monedas extranjeras en las que se denominan ciertos pasivos (y sus efectos fiscales relacionados), y
- Contratos de precio de materias primas para cubrirse de la volatilidad de los precios y la base de gas natural.

No ha habido ningún cambio importante en la exposición de la Compañía a los riesgos de mercado o a la manera en que estos riesgos son administrados y evaluados.

Análisis del Valor en riesgo (VaR)

El VaR estima la pérdida potencial en la utilidad antes de impuestos bajo condiciones normales de mercado sobre un periodo de tenencia dado para un nivel de confianza específico. La metodología del VaR es un enfoque estadísticamente definido con base en probabilidades, que toma en consideración las volatilidades del mercado así como la diversificación de riesgo reconociendo las posiciones de compensación y correlación entre los productos y el mercado. Los riesgos se pueden valorar de manera consistente a través de todos los mercados y productos, y se pueden agregar mediciones de riesgo para así llegar a un número individual de riesgo.

Además de otras herramientas, la Compañía utiliza el VaR para medir su exposición al riesgo de mercado asociado principalmente con los instrumentos derivados sobre materias primas que posee. La Compañía utiliza en los cálculos las volatilidades y correlaciones históricas entre los instrumentos y las posiciones.

La Compañía utiliza un período de tenencia de un día y un intervalo de confianza del 95 por ciento en sus cálculos de VaR. El VaR de un día al 95 por ciento refleja la probabilidad de 95 por ciento que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

El enfoque de varianza - covarianza se utilizó para calcular los valores del VaR.

Historia VaR (de un día, 95%) por tipo de riesgo (miles de Dólares)	Al 31 de diciembre		
	2021	2020	2019
Swap de tasa de interés y <i>commodities</i>	\$ 21,578	\$ 50,387	\$ 10,738
Exposición total VaR	\$ 20,499	\$ 47,868	\$ 10,201

El VaR es una estimación estadística de la cantidad que un portafolio puede perder en un horizonte de tiempo determinado para el intervalo de confianza dado. Mediante el uso de un VaR con un intervalo de confianza del 95 por ciento, las pérdidas potenciales por encima de dicho porcentaje no son consideradas; mediante el uso de datos históricos posibles movimientos extremos adversos pueden no ser capturados, ya que no ocurrieron durante el período de tiempo considerado en los cálculos, y no hay garantía de que las pérdidas reales no excedan el VaR calculado.

Mientras que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos de precios de materias primas y tasas de interés, los análisis de sensibilidad evalúan el impacto de un cambio razonable posible en los precios de los insumos y tasas de interés durante un año. Los detalles del análisis de sensibilidad para el riesgo cambiario se incluyen en la Nota 23.7.1.

Riesgo de precios en insumos

El riesgo de mercado relacionado con insumos se genera por la volatilidad de los precios de ciertos insumos. Diversas subsidiarias de la Compañía están expuestas, en diversos grados, al riesgo de precios, principalmente a los precios en los mercados de gas natural. La política de la Compañía es la administración de este riesgo dentro de un marco que considere los mercados únicos y operativos y entornos regulatorios de cada subsidiaria.

La Compañía está generalmente expuesta a riesgo de precios en insumos, indirectamente a través de sus activos de la terminal de GNL, gasoductos de gas y almacenamiento, y de generación de energía. La Compañía puede utilizar las transacciones de insumos con el fin de optimizar estos activos. Estas operaciones suelen negociarse con base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos (Ver Nota 23.4.).

Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el dólar, adicionalmente, mantiene saldos en pesos de sus subsidiarias con moneda funcional dólar, exponiendo a la Compañía a fluctuaciones cambiarias.

El objetivo principal de la Compañía en la reducción de riesgo cambiario es el de preservar el valor económico de las inversiones y reducir la volatilidad de las utilidades que de otro modo se producirían debido a las fluctuaciones cambiarias.

Como se mencionó anteriormente, la Compañía realiza transacciones en moneda extranjera y, en consecuencia, surge la exposición a las fluctuaciones cambiarias.

Los valores contables de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, de acuerdo a la moneda funcional de las subsidiarias, al final de los periodos sobre los que se informa son los siguientes:

(miles de Dólares)	Al 31 de diciembre		
	2021	2020	2019
Activos monetarios			
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	1,009,120	1,047,389	1,025,682
Subsidiarias con moneda funcional Peso	20,771	20,890	26,462
Pasivos monetarios			
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	988,685	921,593	938,184
Subsidiarias con moneda funcional Peso	20,350	18,380	47,867

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional dólar, sus saldos en pesos incluyen: cuentas bancarias e inversiones en valores, IVA, ISR por cobrar o por pagar, pagos anticipados, depósitos en garantía, la deuda a largo plazo, cuentas por pagar a proveedores y otras retenciones de impuestos.

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional peso, sus saldos en dólares incluyen: cuentas bancarias, préstamos de partes relacionadas, cuentas por pagar a proveedores y provisiones.

Los tipos de cambio vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados y la fecha de emisión son los siguientes.

	Al 31 de diciembre de			
	2021	2020	2019	25 abril 2022
Un Dólar	\$20.5835	\$19.9487	\$18.8452	\$20.1802

Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 23.7. son presentados en pesos para las subsidiarias con moneda funcional dólar y en dólares para las subsidiarias con moneda funcional en pesos.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados y ORI a un aumento y disminución del 10 por ciento del dólar frente al peso. El índice de sensibilidad utilizado para informar sobre el riesgo de moneda extranjera al personal clave de administración es 10 por ciento, lo que representa un punto de referencia para la administración del posible cambio de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye sólo saldos insolutos de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al cierre del periodo con un cambio del 10 por ciento en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo está denominado en una moneda distinta a la moneda funcional de la entidad acreditante o acreditado.

Para las subsidiarias con moneda funcional dólar, un número negativo indica una disminución en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10 por ciento frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían positivos.

Para las entidades con moneda funcional dólar, el análisis de sensibilidad a los cambios en los tipos de cambio de peso/dólar se determina sobre una base antes de impuestos debido a la complejidad para determinar los efectos fiscales (las leyes fiscales reconocen las diferencias de cambio acumulables o deducibles y pérdidas sobre la base de la posición monetaria del dólar, independientemente de la moneda funcional).

Para las subsidiarias con moneda funcional peso, un número positivo indica un incremento en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10 por ciento contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían negativos.

(miles de Dólares)	Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar			Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Utilidad (pérdida) ^o	1,300	8,005	5,532	(366)	(444)	(916)
Otra utilidad (capital) integral	—	—	—		(4,203)	2,865

^o Principalmente atribuible a la exposición a saldos por cobrar en pesos en las subsidiarias con moneda funcional dólar al final de cada período de reporte.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional dólar a la moneda extranjera ha disminuido principalmente debido al incremento de préstamos a partes relacionadas no consolidables.

La sensibilidad en las en las subsidiarias con moneda funcional peso a la moneda extranjera ha aumentado principalmente debido al incremento del saldo en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Administración del riesgo de tasas de interés

Contrato swap de tasa de interés celebrados por los JV's de la Compañía

El JV con Brookfield firmó un contrato de swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento. Ver la nota 10.3.b a los Estados Financieros Auditados incluidos en este Reporte.

El FV de instrumentos financieros derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, los cuales impactan la inversión en el JV con cargo a las utilidades actuales.

La Administración de la Compañía considera que el resultado del análisis de sensibilidad de este derivado es poco significativo.

Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las contrapartes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía administra el riesgo de crédito a través de su proceso de aprobación de crédito y con la asignación y monitoreo de los límites de crédito otorgados. La Compañía establece dichos límites de crédito basados en el riesgo y consideraciones de recuperación bajo términos habituales de la industria.

Al igual que con el riesgo de mercado, la Compañía tiene políticas y procedimientos para administrar el riesgo de crédito, las cuales se ajustan a cada segmento de negocio, y son administrados por el departamento respectivo de cada subsidiaria y supervisados por cada administración.

Para la asignación de créditos de ECO, dependiendo del tipo de servicio requerido por el cliente, se aplican diferentes criterios como sigue:

Clientes menores (clientes residenciales para consumo del hogar):

- Copia de identificación oficial;
- Comprobante de domicilio o poder notarial por parte del propietario, en el caso de propiedades rentadas;
- Referencias personales, (las cuales son confirmadas); y

- Registro Federal de Contribuyentes, para clientes comerciales con consumos menores

Clientes principales (clientes de consumo industrial y comercial):

- Poder notarial;
- Identificación oficial del representante legal;
- Acta constitutiva;
- Comprobante de domicilio; y
- Dependiendo del volumen de consumo, puede ser requerida una garantía, la cual puede ser: una carta de crédito, un depósito en garantía, pagarés, entre otros.

La supervisión incluye una revisión mensual del 100 por ciento de los saldos de clientes importantes por el departamento de crédito y cobranza, para asegurarse de que los pagos se hacen en una manera oportuna y para garantizar que se encuentren en el cumplimiento de los términos acordados en el contrato.

La Compañía considera que ha asignado reservas adecuadas por incumplimiento de las contrapartes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad, cuando los proyectos de desarrollo de la Compañía se vuelven operacionales, dependen en gran medida de la capacidad de sus proveedores para cumplir sus contratos a largo plazo y de la capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento.

Asimismo, los factores que la Compañía considera en la evaluación de un proyecto de desarrollo incluyen negociaciones con el cliente y acuerdos con proveedores y, por lo tanto, dependen de estos acuerdos para el desempeño futuro.

Administración del riesgo de liquidez

La responsabilidad final de la administración del riesgo de liquidez corresponde a los directores y ejecutivos clave de IEnova, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre de 2021, los proyectos se financiaron por recursos obtenidos por la Oferta Global de préstamos de partes relacionadas no consolidables y financiamientos bancarios. La Compañía actualmente muestra un exceso de pasivos a corto plazo sobre sus activos circulantes, esto es principalmente por préstamos con partes relacionadas no consolidables y la deuda a corto plazo. Como se menciona en las Notas 6 y 21 la Compañía tenía USD\$1,213 millones en líneas de crédito disponibles con los bancos.

Control Interno:

iii. Control interno

La administración de la Compañía debe mantener un sistema de control interno para efectos de la preparación de la información financiera. Este sistema proporciona a los accionistas de la Compañía una garantía razonable de que la Compañía celebra y registra sus operaciones de conformidad con los lineamientos establecidos por la administración; y de que sus registros contables constituyen una base confiable para la preparación de sus estados financieros.

El sistema de control interno sobre la preparación de la información financiera está respaldado por auditorías continuas cuyos resultados se reportan a la administración a lo largo del año. Además, la Compañía mantiene bases de datos confiables y cuenta con sistemas que están diseñados para generar información financiera clave en tiempo real. Estos sistemas también facilitan la preparación de reportes financieros en forma eficiente.

A fin de cumplir con sus obligaciones por lo que respecta a la integridad de la información financiera, la administración de la Compañía se apoya en el sistema de control interno mantenido por la misma para dicho efecto. Este sistema parte de un organigrama de delegación de funciones que garantiza la selección de personal competente e incluye políticas que se hacen del conocimiento de los empleados aplicables.

Los principales objetivos del sistema de control interno sobre el proceso de preparación de la información financiera de la Compañía consisten en:

- Emitir información financiera confiable y valiosa, en forma oportuna;
- Delegar facultades y asignar responsabilidades para lograr los fines y objetivos del sistema;
- Establecer prácticas de negocios adecuadas dentro de la organización; y
- Establecer métodos de control administrativo que ayuden a vigilar y monitorear el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de la Compañía.

La Compañía cuenta con manuales que establecen sus políticas y procedimientos por lo que respecta a la implementación y promoción de sus actividades; al control y monitoreo de las operaciones que involucran la adquisición, promoción, distribución o venta de sus subsidiarias; y el control de sus departamentos de recursos humanos, finanzas, contabilidad, jurídico, fiscal y de procesamiento de datos, entre otros.

En enero de 2021, la Compañía implementó un nuevo sistema de planificación de recursos empresariales (sistema ERP) para reemplazar su sistema anterior. La implementación mejora la seguridad del acceso de los usuarios y aumenta la automatización de los controles internos en ciertos procesos de negocios de IEnova, incluyendo contabilidad, administrativos y de reportes financieros, los cuales consideramos importantes para la Compañía. La administración ha tomado medidas para garantizar que los controles se diseñaron e implementaron adecuadamente en relación con la integración y la transición al nuevo sistema ERP. En el tercer trimestre de 2021, IEnova completó la revisión y mejoramiento del diseño y la documentación relacionada de su control interno sobre la información financiera en relación con su implementación del nuevo sistema ERP. Ver nota 1.2.13 de los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas:

e. Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas**Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres**

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, la administración debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos en los Estados Financieros Auditados.

Las estimaciones y supuestos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos son revisados de manera regular. Los cambios en las estimaciones contables son reconocidos en el periodo que se realizó el cambio y periodos futuros, si el cambio afecta tanto el período actual como los períodos siguientes.

Juicios críticos al aplicar las políticas contables

A continuación se presentan los principales juicios, aparte de aquellos que involucran las estimaciones, realizados por la administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen un efecto significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados. Ver nota 3.2 en los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

Contingencias

La Compañía registra pérdidas sobre las estimaciones de impactos de varios asuntos, situaciones o circunstancias que involucran una incertidumbre en los resultados. Las pérdidas por contingencias, la Compañía devenga la pérdida cuando el evento ha ocurrido o antes de la fecha de los Estados Financieros Consolidados. La Compañía no provisiona contingencias que pudieran resultar en ganancias. La Compañía evalúa continuamente las contingencias por demandas judiciales, remediación ambiental y otros eventos. Ver nota 36 en los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

Exención de uso propio

IAS 39 e IFRS 9, contiene una exención al tratamiento contable como derivados para acuerdos de suministro físicos para uso propio. Bajo este enfoque, la exención aplica a contratos ordinarios de suministro físico. Sin embargo, la norma también pretende identificar como instrumentos financieros derivados a los contratos que no se utilicen para fines operativos.

Si una partida no financiera puede liquidarse de forma neta, ya sea en efectivo o con otro instrumento financiero, o por medio de intercambio de instrumentos financieros, debe ser contabilizada como instrumento financiero.

Existen varias maneras en que un contrato puede ser liquidado de forma neta. La Administración tiene que aplicar su juicio para evaluar si, entre otras, las prácticas habituales de liquidación de contratos similares o de recibir y vender el artículo en un período corto, o, si la materia prima es fácilmente convertible en efectivo, conduciría a la liquidación neta.

La Administración analiza cada contrato de entrega física de bienes no financieros para determinar si se encuentra dentro de la exención de tratamiento contable como derivado por uso propio

Clasificación de un negocio conjunto

La participación en negocios conjuntos se contabiliza utilizando el método de participación. Es reconocido originalmente al costo, el cual incluye el costo de la transacción. Para el reconocimiento posterior, los Estados Financieros Consolidados incluyen la participación de la Compañía en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado Consolidado de Resultados y ORI, hasta la fecha en que se tenga influencia significativa o control conjunto.

Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

A continuación se mencionan los supuestos respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del período de reporte, que tienen un riesgo significativo de resultar en ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos presentados en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía:

Deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil

Determinar cuándo el crédito mercantil o los activos de larga duración es deteriorado requieren una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil o los flujos que generan los activos. El cálculo del valor en uso requiere a la administración estimar flujos de efectivo futuros que se esperan surjan de la unidad generadora de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente de dichos flujos. Cuando los flujos futuros de efectivo actuales son menores a los esperados, podría ocurrir un deterioro material. La prueba de deterioro del crédito mercantil se realiza de forma anual y la de los activos de larga duración, cuando se identifican indicios de deterioro.

Obligación por desmantelamiento de activos

El costo estimado de desmantelamiento al final de la vida útil de los activos de larga duración de la Compañía se revisa periódicamente y se basa en las estimaciones a la fecha de los Estados Financieros Consolidados de Posición Financiera del valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados de servicio como es requerido por la ley o por obligaciones contractuales. Las fechas de pago de los costos totales estimados de desmantelamiento futuros son inciertas y dependen de la vida de los activos de larga duración, pero actualmente se prevé que sean entre 25 y 50 años. La Compañía utiliza la tasa del “costo de sus préstamos” a largo plazo como tasa de descuento para calcular su provisión en relación con las obligaciones de retiro de activos, que es el costo de los préstamos a 30 años para las empresas en este tipo de industria con calificaciones de crédito similares, medidos por compañías que miden el análisis financiero de las empresas, como Bloomberg.

Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos

Como se menciona en la nota 24 de los Estados Financieros Consolidados, la Compañía tiene acumuladas pérdidas fiscales por recuperar, para las cuales se realiza anualmente una evaluación de recuperabilidad. El uso de estimaciones y supuestos es particularmente importante en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

[427000-N] Administración

Audidores externos de la administración:

a) Audidores externos

Los auditores independientes de la Compañía son Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, cuyas oficinas están ubicadas en la Ciudad de México. Los auditores de la Compañía fueron seleccionados por el comité de auditoría y aprobados por el consejo de administración de la Compañía tomando en cuenta su experiencia, estándares de servicio y calidad en términos del artículo 16 de la Circular de Auditores Externos.

Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., son los auditores externos de la Compañía desde 1996. En los últimos tres años no han emitido ninguna opinión negativa o sujeta a salvedades, ni se han abstenido de emitir opinión sobre los estados financieros de la Compañía.

Los estados financieros auditados de la Compañía que forman parte de este Reporte fueron auditados por Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., En adición a dichos servicios de auditoría, Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., prestaron a la Compañía otros servicios que no afectan su independencia como auditores externos.

Los gastos devengados con respecto a los honorarios por los servicios prestados por parte de Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., a las compañías que forman parte de la Compañía, ascendió a USD\$2.0 millones durante 2021, los cuales consistieron en:

a. Servicios de auditoría: principalmente los servicios de auditoría de los Estados Financieros Anuales y revisiones de Estados Financieros Intermedios, para su inclusión en la Bolsa Mexicana de Valores y en Singapur, considerando los procedimientos requeridos para la auditoría de la controladora Sempra Infraestructura Partners por USD\$1.8 millones que representa el 90% del total de honorarios.

b. Servicios relacionados con la auditoría: los servicios relacionados con la revisión de la información requerida por las autoridades gubernamentales, de acuerdo a procedimientos de información financieros no solicitados por los cuerpos legales o reglamentarios, revisión de informes de Responsabilidad Social Corporativa publicado en la Entidad y aplicación de procedimientos para revisión de reportes y cifras que fueron incluidas en un memorando de oferta por USD\$0.2 millones que representan el 9% del total de los honorarios.

c. Servicios de impuestos y otros: los servicios permitidos de acuerdo con la normatividad aplicable se refieren básicamente, atención de requerimientos de la autoridad fiscal y otros servicios; principalmente por emisión de cartas para financiamientos por parte de la Compañía. El monto es por USD\$0.01 millones que representan menos del 1% del total de los honorarios.

Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés:

b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés

A continuación se incluye una descripción de las operaciones relevantes celebradas por la Compañía desde el 1° de enero de 2019, en las que uno o varios de sus consejeros o directivos relevantes, o algún familiar inmediato o filial de dichas personas, o el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía o alguna filial de dicho accionista, tuvo, tiene o tendrá un interés directo o indirecto significativo. La Compañía considera que los términos obtenidos y las contraprestaciones pagadas o recibidas por la misma en relación con dichas operaciones, según sea el caso, fueron similares a los términos que hubiese podido obtener o a las cantidades que hubiese recibido o tenido que pagar si dichas operaciones se hubiesen celebrado con terceros independientes.

Dentro del curso habitual de sus actividades, la Compañía celebra operaciones con su sociedad controladora y con entidades pertenecientes a dicha sociedad o que están controladas por la misma o por alguna de sus filiales, en cada uno de dichos casos ya sea directa o indirectamente.

Contratos de crédito intercompañías

Créditos insolutos otorgados por personas relacionadas al 31 de diciembre de 2021

La Compañía tiene celebrados contratos de apertura de crédito revolvente con varias filiales de su sociedad controladora, en los que dichas filiales tienen el carácter de acreditantes. La Compañía tiene derecho de liquidar en forma anticipada la totalidad o cualquier parte del monto insoluto al amparo de cada uno de estos contratos, sin por ello estar obligada al pago de pena convencional alguna. La siguiente tabla contiene un resumen de los principales términos de los contratos de este tipo que se encontraban vigentes al 31 de diciembre de 2021.

Acreedor	Límite del crédito USD\$ millones	Monto principal insoluto USD\$ millones	Tasa de interés	Fecha de vencimiento
TAG Norte Holding	155	155	5.74%	Diciembre 2029
TAG Pipelines Norte	19.5	19.5	5.50%	Julio 2025
TAG Pipelines Norte	20	20	5.50%	Enero 2025
TAG Pipelines Norte	64	64	5.50%	Enero 2024
Sempra Global	320	0	Libor + 90 pbs	Agosto 2022

Crédito con TAG Norte Holding

El 16 de diciembre de 2019, Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V. (“DEN”) celebró un contrato de crédito por USD\$155 millones con TAG Norte Holding, para financiar operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de diez años. La tasa de interés aplicable es 5.74% pagadera semestralmente.

Crédito con TAG Pipelines Norte

El 9 de enero de 2020, DEN celebró un contrato de crédito por USD\$64 millones con TAG Pipeline Norte, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de cuatro años. La tasa de interés aplicable es 5.50% pagadera semestralmente.

El 14 de enero de 2021, DEN celebró un contrato de crédito por USD\$20 millones con TAG Pipeline Norte, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de cuatro años. La tasa de interés aplicable es 5.50% pagadera semestralmente.

El 16 de julio de 2021, DEN celebró un contrato de crédito por USD\$19.5 millones con TAG Pipeline Norte, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de cuatro años. La tasa de interés aplicable es 5.50% pagadera semestralmente.

El 19 de diciembre de 2017, DEN celebró un contrato de crédito por USD\$35 millones con TAG Pipeline Norte, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR a seis meses más 290 puntos base pagadera semestralmente.

Crédito con Sempra Global

El 30 de noviembre de 2018, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de hasta USD\$320 millones con Sempra Global, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de agosto de 2020 la Compañía firmó un convenio modificatorio para ampliar el vencimiento al 21 de agosto de 2022. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

Créditos totalmente pagados otorgados por personas relacionadas al 31 de diciembre de 2021

Créditos con Inversiones Sempra Limitada

El 2 de marzo de 2015, IEnova celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$90 con Inversiones Sempra Latin America Limitada para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento de nueve meses con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés de dichos créditos es del 1.98% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2015, la Compañía firmó un convenio modificando el contrato inicial y las nuevas características son: el vencimiento del préstamo se extiende y debe pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2016. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2016, la Compañía firmó un convenio modificando el contrato inicial y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2017. Su tasa de interés aplicable es de 1.75% anual pagadero trimestralmente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un convenio modificando el contrato inicial y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$90 millones. Además, en la misma fecha liquidó parcialmente el préstamo de USD\$30 millones, quedando un saldo remanente por USD\$10.8 millones. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$10.8 millones.

El 16 de enero de 2018 la Compañía celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$70 millones con Inversiones Sempra Limitada para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento al 15 de diciembre de 2018. La tasa de interés de dicho crédito es de Libor + 63 puntos base. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó

totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$70 millones. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

El 27 de diciembre de 2016, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito por un monto de USD\$70 millones con ISLA, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es 1.75% anual, pagadera trimestralmente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un convenio modificando el contrato inicial y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio con ISL modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$70 millones.

El 21 de marzo de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito por un monto de USD\$85 millones con ISLA, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es la tasa LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un convenio modificadorio con ISL con el fin de extender el préstamo hasta el 21 de marzo de 2019. El 21 de marzo de 2019, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 29 de noviembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 80 puntos pagaderos trimestralmente. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

A partir del 1 de junio de 2017 ISLA se fusionó con ISL, siendo esta la entidad que se mantiene después de la fusión, las condiciones de los acuerdos entre ISL y IEnova siguen siendo las mismas.

El 16 de enero de 2018 la Compañía celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$70 millones con Inversiones Sempra Limitada para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento al 15 de diciembre de 2018. La tasa de interés de dicho crédito es de Libor + 63 puntos base. El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio con ISL modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2019. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 102.4 puntos pagaderos trimestralmente. El 30 de septiembre de 2019, la Compañía liquidó parcialmente el préstamo de USD\$70 millones, quedando un saldo remanente por USD\$36.5 millones. El 9 de octubre de 2019, la Compañía pagó totalmente el principal e intereses devengados del préstamo de USD\$36.5 millones

Crédito con Sempra Energy Holding XI B.V.

El 23 de agosto de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$132.8 millones con SEH, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de seis meses. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 61 puntos base pagadera trimestralmente. El 6 de febrero de 2018, la Compañía firmó un convenio modificadorio con SEH con el fin de extender el préstamo hasta el 22 de agosto de 2018. En la fecha de vencimiento se liquidó en su totalidad el principal e intereses devengados.

Créditos con Peruvian Opportunity Company (POC)

El 27 de diciembre de 2016, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$20 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 63 puntos base pagadera trimestralmente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un convenio modificando el contrato inicial y las nuevas características son: el vencimiento del préstamo se extiende al 15 de diciembre de 2018.

El 27 de abril de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$19 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 60 puntos base pagadera trimestralmente. El 27 de abril de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende al 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente.

El 26 de junio 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base pagadera trimestralmente. El 26 de junio de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende al 15 de diciembre de 2018. Su tasa de interés aplicable es de LIBOR más 63 puntos pagaderos trimestralmente.

El 29 de septiembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 70 puntos base pagadera trimestralmente. El 28 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende al 15 de diciembre de 2018.

El 28 de diciembre 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de USD\$21 millones con POC, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de doce meses, con opción a extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 63 puntos base pagadera trimestralmente.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificadorio aplicable a los siguientes contratos:

- \$20.0 millones (pactado originalmente el 27 de diciembre de 2016),
- \$19.0 millones (pactado originalmente el 27 de abril de 2017),
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 26 de junio de 2017),
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 29 de septiembre de 2017), y
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 28 de diciembre de 2017).

Las nuevas condiciones del contrato descrito arriba por un monto acumulado de USD\$102.0 millones con POC son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2019, la tasa de interés aplicable se computará a la tasa LIBOR a tres meses más 90 PBS anual, pagaderos el último día de cada trimestre. El 24 de septiembre de 2019 la Compañía liquidó en su totalidad el saldo pendiente por USD\$102.0 millones.

Crédito con TAG Pipelines Norte

El 19 de diciembre de 2017, DEN celebró un contrato de crédito por USD\$35 millones con TAG Pipeline Norte, para financiar el capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un período de cuatro años. La tasa de interés aplicable es LIBOR a seis meses más 290 puntos base pagadera semestralmente. El 30 de noviembre de 2021 DEN repagó la totalidad del crédito por USD\$35 millones más intereses.

Crédito con Sempra Energy International Holdings N.V. (anteriormente Sempra Oil Trading)

Desde el 1 de enero de 2013, la Compañía tenía un crédito en su balance de USD\$38.5 millones con

Sempra Oil Trading Suisse. El 17 de marzo de 2017, la Compañía firmó un acuerdo modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 180 puntos base pagadera trimestralmente.

El 9 de noviembre de 2018, SOT Suisse transfirió todos los derechos y obligaciones del préstamo a Sempra Energy International Holdings N.V. convirtiéndose esta última en el nuevo acreedor de la Compañía. Además, en la misma fecha se modificó la tasa de interés; la nueva tasa de interés aplicable es de LIBOR más 137 puntos pagaderos trimestralmente. El 29 de diciembre de 2021 la Compañía repagó la totalidad del crédito por USD\$38.5 millones más intereses.

Garantías y cartas de crédito

Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha otorgado garantías (incluyendo avales y cartas de crédito emitidas por terceros con cargo a las cuentas de Sempra Energy) respecto de ciertas obligaciones contractuales de las subsidiarias de esta última, incluyendo las siguientes:

Deudor	Beneficiario de la garantía	Contrato garantizado	Monto máximo (millones USD\$)
Termoeléctrica de Mexicali	Gasoducto Rosarito ¹	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 26 de febrero de 2002	29.4
IEnova Marketing	Gasoducto Rosarito ¹	Contrato de prestación de servicio de transporte en base interrumpible, de fecha 18 de diciembre de 2009	3.9
IEnova Marketing	Gasoducto Rosarito ¹	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 1 de mayo de 2008	59.6
IEnova Marketing	Gasoducto Rosarito ¹	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 15 de febrero de 2002	62.3
IEnova Marketing	Transportadora de Gas Natural de Baja California ¹	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 1 de mayo de 2008	45.6
Energía Costa Azul	Shell	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	111.1
Energía Costa Azul	Gazprom	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	44.5

¹Gasoducto Rosarito y Transportadora de Gas Natural de Baja California se fusionaron con Gasoductos de Aguaprieta el 1° de agosto de 2017

Contratos de compraventa de electricidad

En enero 2013, la Compañía celebró un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con Sempra Generation. De conformidad con este contrato, en vigor desde el 1 de enero de 2012. Sempra Generation actuó como agente de la Compañía para efectos de la comercialización y programación de las ventas de electricidad de esta última y, además, le proporcionó apoyo con respecto a ciertas funciones administrativas, operaciones de cobertura y cuestiones regulatorias en los Estados Unidos. De conformidad con el contrato de prestación de servicios de administración de electricidad, la Compañía pagaría a Sempra Generation una comisión anual que dependería de los niveles de servicio suministrados a Termoeléctrica de Mexicali (entre otros, volúmenes de energía programados o comercializados por Sempra Generation) y estaba obligada a reembolsar a Sempra Generation los gastos incurridos por la misma en relación con dichos servicios. En diciembre de 2016 este contrato fue cedido a SGPM. En abril de 2018, la Compañía firmó una adenda al contrato en donde fue eliminado el cobro por colocación de venta de electricidad. Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, la Compañía pagó a SGPM un total de USD\$4.7 millones USD\$6.4 millones y USD\$5.6 millones, respectivamente. Durante los años finalizados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 SGPM efectuó pagos a la Compañía por aproximadamente USD\$209.6 millones, USD\$171.9 millones y USD\$196.0 millones, respectivamente, por la venta de electricidad.

Contratos de compraventa de gas natural

En agosto 2015, la Compañía y SEGE, celebraron un contrato para la prestación de servicios de programación y coordinación relacionados con la venta de gas natural. Dicho contrato fue asignado a SGPM en agosto de 2016. La Compañía pagó a SGPM USD\$2.9, USD\$2.1 millones y USD\$2.4 millones por los servicios de programación y coordinación bajo dicho contrato por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Contratos de prestación de servicios de transporte

La Compañía tiene celebrado un contrato de transporte en base firme con Southern California Gas Company, una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, en virtud del cual Southern California Gas Company transporta gas natural, por cuenta del negocio de distribución, desde los Estados Unidos hasta un punto del cruce fronterizo con México ubicado cerca de Mexicali. La Compañía paga por estos servicios las tarifas inscritas ante la Comisión de Servicios Públicos de California. Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 la Compañía pagó aproximadamente USD\$4.3 millones, USD\$3.6 millones y USD\$2.6 millones, respectivamente, por los servicios de transporte prestados por Southern California Gas Company de conformidad con este contrato.

La Compañía tiene celebrados varios contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural en base interrumpible en el Gasoducto Rosarito y el Gasoducto TGN, con Southern California Gas Company. Estos contratos se renuevan mensualmente y cualquiera de las partes de un determinado contrato puede darlo por terminado previo aviso con 30 días de anticipación a la otra parte. Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía recibió, USD\$0.04 millones y USD\$0.4 millones, respectivamente, como contraprestación por los servicios de transporte prestados a Southern California Gas Company de conformidad con estos contratos. Para 2021, no se llevaron a cabo transacciones.

Contrato de compraventa de GNL con Sempra Natural Gas

En enero de 2013, la subsidiaria de la Compañía, IEnova Marketing firmó un contrato de compraventa de GNL con Sempra Natural Gas. El contrato tiene como fecha final de terminación el 20 de agosto de 2029. De conformidad con los términos de dicho contrato, Sempra Natural Gas acordó vender, IEnova Marketing acordó comprar hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mmth) anuales de GNL. En el supuesto de que Sempra Natural Gas entregara a IEnova Marketing menos de dicha cantidad, salvo por causas de fuerza mayor, estaba obligada a indemnizar a esta última por los costos relacionados con la capacidad fija contratada por IEnova Marketing con la Terminal de GNL y el negocio de ductos.

En julio de 2015, la Compañía y Sempra LNG International Holdings LLC celebraron un acuerdo de indemnización (*deed of indemnity*) conforme a la cual Sempra LNG International Holdings, LLC asumió la responsabilidad de responder por Sempra LNG International LLC respecto de todos los pagos en favor de la Compañía en el caso que esta última incumpla con su obligación de entregar 8.2 millones metros cúbicos (1,880 mmthd) de gas natural al año. En esa misma fecha y con el propósito de inducir a la Compañía a celebrar el acuerdo de indemnización, Sempra Global emitió una garantía a través de la cual garantizó el pago de las obligaciones de Sempra LNG International Holdings LLC bajo el acuerdo de indemnización. Los acuerdos alcanzados en el acuerdo de indemnización se dieron por finalizados por medio de un acuerdo de terminación (*deed of termination*) con fecha 1 de enero de 2018.

En agosto de 2015, las partes suscribieron una segunda adenda al contrato original. Si bien los términos son substancialmente similares a los del contrato original, la adenda difiere en dos aspectos significativos. Primero, el nuevo contrato establece que Sempra Natural Gas pondrá a disposición de la Compañía un número limitado de embarques de GNL con el objeto expreso de permitirle contar con el volumen de insumo necesario para mantener en operación continua la Terminal de GNL. Segundo, el nuevo contrato corrigió ciertas consecuencias económicas no intencionales para la Compañía que resultaban en pagos excesivamente altos por Sempra Natural Gas a la Compañía siendo que el número de embarques entregados anualmente bajo el contrato anterior era substancialmente inferior al esperado antes de la celebración del contrato anterior.

En agosto de 2018, las partes suscribieron una tercera adenda al contrato original. Los términos generales del contrato se mantienen, sin embargo, se realizó un cambio en la mecánica para determinar el ajuste al consumo trimestral, el cual es adicionado o descontado de la indemnización mensual.

Por los años finalizados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, bajo dicho contrato, IEnova Marketing pagó aproximadamente USD\$4,518.5 millones, USD\$152.9 millones y USD\$228.6 millones, respectivamente, como contraprestación por la compra de GNL y Sempra Natural Gas hizo pagos a IEnova Marketing por aproximadamente USD\$67.9 millones, USD\$93.9 millones y USD\$101.6 millones, respectivamente, por concepto de indemnización.

Contrato modificado y re expresado de compraventa de GNL con Tangguh

Sempra Natural Gas adquiere GNL de distintos proveedores, incluyendo a través de un contrato de suministro a largo plazo con los socios del proyecto Tangguh (un consorcio de empresas productoras de GNL en Indonesia), que se han obligado a vender hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mmth) anuales de GNL a Sempra Natural Gas. Sin embargo, los socios del proyecto Tangguh tienen la opción de desviar anualmente la totalidad menos unos cuantos cargamentos de GNL a otros compradores. El hecho de contar con cargamentos no sujetos a desviación al amparo del contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh, incrementa las probabilidades de que la Terminal de GNL pueda mantener un volumen anual de GNL suficiente para mantenerse en operación continua; y garantiza que la Compañía estará en posibilidad de cumplir con cuando menos una parte de sus compromisos de entrega de gas natural regasificado a sus clientes. El contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh vence en 2029. La Compañía únicamente es parte de este contrato por lo que respecta a la programación de las entregas de cargamentos de GNL y la coordinación del uso de su terminal marítima por las otras partes.

Contratos de prestación de servicios

Dentro del curso habitual de sus operaciones, la Compañía celebra diversos contratos de prestación de servicio; incluyendo servicios financieros, de mercadotecnia, o comercialización, regulatorios, de ingeniería, técnicos y de sistemas de información; con varias filiales de su sociedad controladora. En términos generales, estos contratos prevén el pago de una contraprestación equivalente a los gastos incurridos por la prestadora respectiva, más una prima de entre el 5% y el 7.5%. Cualquiera de las partes de un determinado contrato puede darlo por terminado previo aviso con 30 días de anticipación a la otra parte. A continuación se incluye un resumen de estas operaciones:

Sempra US Gas & Power presta servicios al segmento corporativo de la Compañía, incluyendo ciertos servicios de software y tecnología de la información. Durante cada uno de los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020, y 2019, la Compañía pagó aproximadamente USD\$4.9 millones, USD\$6.4 millones y USD\$5.9 millones respectivamente, por concepto de dichos servicios.

Contratos de monitoreo y control de gas

La Compañía tiene celebrados varios contratos de prestación de servicios de despacho y transporte con Sempra Midstream, una filial del accionista controlador de la Compañía. De conformidad con estos contratos, Sempra Midstream presta servicios de monitoreo y control de gas a la Compañía, utilizando sistemas electrónicos de monitoreo y control pertenecientes a esta última, a fin de optimizar la capacidad y las operaciones de sus gasoductos y permitir que la misma pueda dar respuesta oportuna a los acontecimientos o emergencias que afecten al Gasoducto Rosarito, el Gasoducto TGN, el Gasoducto Aguaprieta y la Estación de Compresión Naco. Estos contratos se celebraron el 1 de enero de 2011 y se dieron por terminado en abril de 2017. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía pagó a Sempra Midstream un total de aproximadamente USD\$0.5 millones, por los servicios de control de gas prestados por esta última.

Otras operaciones con personas relacionadas

El accionista indirecto que ejerce control de la Compañía y sus filiales pagan a la Compañía una contraprestación por ciertos servicios administrativos y el uso de instalaciones propiedad de la Compañía. Durante los años 2021, 2020 y 2019, la Compañía recibió ingresos por un total de aproximadamente USD\$1.7 millones, USD\$1.6 millones y USD\$1.8, respectivamente, como resultado de estas operaciones.

Sempre International presta a la Compañía servicios profesionales de conformidad con varios contratos con sus subsidiarias. Durante los años 2021, 2020 y 2019, la Compañía hizo pagos a Sempra International por dichos servicios por aproximadamente de USD\$4.1 millones, USD\$2.5 millones y USD\$4.7 millones, respectivamente.

Contratos con negocios conjuntos

El 21 de abril de 2017, la Compañía celebró un contrato de préstamo por una línea de crédito revolvente por un monto de hasta MXN\$9,042 millones con IMG (Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V.), para financiar las inversiones de capital y gastos corporativos en general para la construcción del sistema Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan. El crédito es por un período de cinco años y paga una tasa de interés de TIIIE 91 días más 220 puntos base pagaderos trimestralmente. Los intereses se capitalizan hasta la fecha de inicio del servicio de transporte de gas natural. El 6 de diciembre de 2017, la Compañía aumentó el monto de dicho préstamo a MXN\$14,168 millones con IMG. El saldo al 31 de diciembre de 2020 del préstamo asciende a MXN\$13,919 millones.

El 15 de diciembre de 2014, Ductos y Energéticos del Norte, una subsidiaria de la Compañía a partir de noviembre de 2017, celebró un contrato con TAG Pipelines Norte, para proporcionar servicios de operación y mantenimiento a las instalaciones del Gasoducto Los Ramones Norte, con una duración de 25 años. En 2021, 2020 y 2019, la Compañía recibió ingresos por aproximadamente USD\$23.6, USD\$23.7 millones y USD\$23.1 millones respectivamente, como resultado de estas operaciones.

El 1 de abril de 2017, Gasoductos y Servicios Corporativos de Administración, una subsidiaria de la Compañía celebró un contrato con TAG Pipelines Norte, para proporcionar personal al Gasoducto Los Ramones Norte. En 2018 y 2017, la Compañía recibió ingresos por aproximadamente USD\$1.3 millones y USD\$1.6 millones respectivamente, como resultado de estas operaciones. El 31 de octubre de 2018, se dio por terminado este contrato.

El 13 de enero de 2019, Gasoductos y Servicios Corporativos de Administración, una subsidiaria de la Compañía celebró un contrato con TAG Pipelines Norte y TAG Norte Holding, para proporcionar servicios administrativos al Gasoducto Los Ramones Norte. En 2021, 2020 y 2019, la Compañía recibió ingresos por aproximadamente USD\$2.7 millones y USD\$0.8, USD\$2.6 millones y USD\$0.7 millones - USD\$2.5 millones y USD\$0.7 millones respectivamente, como resultado de estas operaciones.

El 30 de septiembre de 2013, CSJ, una subsidiaria de la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente con ESJ por USD\$50 millones, el cual incrementaron a un monto hasta por USD\$200 millones el 24 de marzo de 2014 para financiar las inversiones de capital y gastos corporativos en general de ESJ. El crédito paga una tasa de interés de Libor 1 mes más 637.5 puntos base. El saldo insoluto de dicho préstamo al 31 de diciembre de 2018 es de USD\$3.3 millones. El 14 de febrero de 2019 ESJ pago totalmente el principal e intereses devengados del préstamo.

Para el desarrollo y operación del proyecto de ECA LNG, la Compañía celebró contratos con sus partes relacionadas, incluyendo Sempra LNG. Todos los acuerdos entre la Compañía con sus partes relacionadas se sujetaron a un proceso de revisión conforme en términos de los Estatutos, las políticas de la Compañía y la legislación aplicable.

Información adicional administradores y accionistas:

CONSEJO DE ADMINISTRACION

c) Administradores y accionistas

De conformidad con lo dispuesto por los estatutos sociales de la Compañía, la administración de la misma está a cargo de un consejo de administración. La Compañía está sujeta a diversas disposiciones en materia de gobierno corporativo contenidas en sus estatutos sociales, mismas que se describen en esta sección. Esta descripción no pretende ser exhaustiva y está sujeta al texto completo de los estatutos de la Compañía y las disposiciones aplicables.

Consejo de Administración

El consejo de administración de la Compañía está integrado por 2 o más miembros, quienes podrán o no tener suplentes, según lo determine la asamblea de accionistas. Para efectos del artículo 15 de la Ley del Mercado de Valores, la Sociedad no adopta para su administración y vigilancia el régimen relativo a la integración, organización y funcionamiento de las sociedades anónimas bursátiles.

Los miembros propietarios y suplentes del Consejo de Administración podrán o no ser accionistas de la Sociedad y serán designados por la asamblea de accionistas; durarán en su cargo hasta que sus sucesores hayan sido debidamente designados y hayan asumido sus funciones, podrán asimismo ser removidos de sus cargos en cualquier tiempo por los accionistas. Los miembros propietarios y suplentes del Consejo de Administración podrán ser reelegidos.

El Consejo de Administración podrá reunirse en cualquier lugar designado en la convocatoria para ese efecto y podrá reunirse en cualquier momento cuando lo considere conveniente.

Los miembros actuales del consejo de administración de la Compañía fueron electos, reelectos o ratificados, según el caso, mediante la asamblea general ordinaria de accionistas de fecha 1° de noviembre del 2021.

Facultades del Consejo de Administración

El consejo de administración es el representante legal de la Compañía y está facultado, actuando como órgano colegiado, para aprobar cualquier asunto relacionado con las operaciones de la Compañía que no esté expresamente reservado a los accionistas de la misma.

Entre otros temas, el consejo de administración está facultado para:

- convocar a asambleas de accionistas en todos los casos previstos por sus estatutos o cuando lo considere conveniente, así como para fijar el lugar, la fecha y hora en que tales asambleas deban celebrarse y para ejecutar sus resoluciones;
- formular reglamentos interiores de trabajo;
- establecer, sucursales, oficinas, y cualesquier otras instalaciones de la Sociedad, en cualquier lugar de la República Mexicana o del extranjero;
- otorgar y revocar poderes, ya sean generales o especiales;
- designar apoderados que asistan a las asambleas de socios o accionistas o reuniones de órganos similares de las sociedades u otras personas morales en las que la Sociedad participe como socio, accionista o de otra forma, así como para determinar el sentido en que la Sociedad deberá votar en dichas asambleas o reuniones;
- poder para establecer los comités o comisiones especiales que considere necesarios para el desarrollo de las operaciones de la Sociedad, fijando las facultades y obligaciones de tales comités o comisiones, el número de miembros que los integren y la forma de designar sus miembros, así como las reglas que rijan su funcionamiento, en el concepto que

dichos comités o comisiones no tendrán facultades que conforme a la ley o a los estatutos sociales correspondan en forma exclusiva a la asamblea de accionistas o al Consejo de Administración.

- llevar a cabo todos los actos autorizados por los estatutos sociales o que sean consecuencias de estos.

El Presidente del Consejo de Administración presidirá las sesiones del mismo y cumplirá y ejecutará los acuerdos de las asambleas de accionistas y del Consejo de Administración sin necesidad de resolución especial alguna. En ausencia del Presidente, las sesiones serán presididas por el miembro del Consejo de Administración que designen los demás asistentes por mayoría de votos.

Las sesiones del consejo de administración serán válidamente instaladas ya sea que hayan sido debidamente convocadas, o bien, si todos sus miembros, o sus respectivos suplentes, están presentes. Para que el Consejo de Administración funcione legalmente, deberá asistir a la sesión, por lo menos, la mitad de sus miembros, o sus respectivos suplentes, en su caso.

Directivos relevantes

Obligaciones de los directivos relevantes

El director general y los directivos relevantes deben enfocar sus actividades a incrementar el valor de la Compañía. El director general y los directivos serán responsables de los daños y perjuicios causados a la Compañía o, en su caso, a sus subsidiarias, cuando: (1) favorezcan a sabiendas a un determinado accionista o grupo de accionistas; (2) aprueben la celebración de operaciones entre la Compañía o sus subsidiarias con personas relacionadas, sin ajustarse a los requisitos de revelación aplicables; (3) aprovechen para sí (o aprueben en favor de terceros) el uso o goce del patrimonio de la Compañía o sus subsidiarias, en contravención de las políticas de la Compañía al respecto; (4) hagan uso indebido de información relevante sobre la Compañía o sus subsidiarias que no sea del conocimiento público; y (5) divulguen información a sabiendas de que la misma es falsa o induce a error.

A la fecha de este Reporte, ninguno de los consejeros o directivos relevantes de la Compañía es titular de más del 1% de las acciones emitidas por la misma.

Domicilio de los consejeros y directivos relevantes

Los miembros del consejo de administración y directivos relevantes de la Compañía tienen su domicilio en Torre New York Life, Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24, Colonia Juárez, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México o la atención de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

Relaciones de parentesco

Ninguno de los consejeros o directivos relevantes de la Compañía guarda relación de parentesco alguna con cualquiera de los otros consejeros o directivos relevantes o con los consejeros o directivos relevantes del accionista de control de la Compañía.

Política de Inclusión Laboral

Si bien la Compañía no cuenta con una política o programa específicos que impulsen la inclusión laboral sin distinción de sexo en la composición de sus órganos de gobierno y entre sus empleados, IEnova cuenta con una política de atracción de talento que establece ciertos estándares de integridad, dentro de los cuales se destaca que en IEnova no se discrimina por ningún motivo: sexo, raza, edad, credo religioso, doctrina política o condición social o física ni orientación sexual. Es así como la Compañía reconoce la igualdad y la dignidad de las personas respetando en todo momento su libertad y privacidad. El cumplimiento de lo anterior es vigilado por el Comité de Ética Corporativa que encabeza el Vicepresidente Ejecutivo y Abogado General y el Comité de Diversidad e Inclusión que preside la Directora Senior de Talento y Cultura para lo cual cuenta con una línea telefónica gratuita y confidencial y con una Dirección de Ética Corporativa especializada en atender cualquier tipo de situación que pudiera llegar a ocurrir en violación a los estándares de integridad establecidos.

Asimismo, IEnova está suscrita al Pacto Mundial de las Naciones Unidas en materia de derechos humanos; este Pacto Mundial de la ONU pide a las empresas adoptar, apoyar y promulgar, dentro de su esfera de influencia, un conjunto de valores fundamentales en las áreas de derechos humanos, normas laborales, medio ambiente y anti-corrupción.

Procedimientos legales en los que están involucrados los consejeros y directivos relevantes

A la fecha de este Reporte ninguno de los consejeros o directivos relevantes de la Compañía es parte de procedimiento judicial o administrativo alguno.

Remuneraciones de los consejeros y directivos relevantes

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el importe total de las remuneraciones pagadas por la Compañía a sus directivos relevantes ascendió a USD\$17.5 millones, USD\$20.0 millones y USD\$13.5 millones, respectivamente. La Compañía revisa continuamente los sueldos, bonos y otros planes de compensación económica, a fin de ofrecer remuneraciones competitivas a sus directivos relevantes.

Desde noviembre de 2021, los miembros del consejo de administración no reciben compensación por sus servicios como consejeros.

Asimismo, el importe total acumulado por la Compañía por el ejercicio social al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 para planes de pensiones, retiro o similares, que le correspondería a sus consejeros, directivos relevantes e individuos que tengan el carácter de personas relacionadas son equivalentes a USD\$2.2 millones, USD\$3.6 millones y USD\$2.5 millones, respectivamente.

Plan de bonos restringidos

En adición al salario, los directivos relevantes, recibirán anualmente, bonos de compensación de largo plazo, relacionados con el desempeño de la acción y el tiempo transcurrido. El bono de compensación de largo plazo será determinado de conformidad con el desempeño de las acciones de Sempra Energy, de IEnova y otras métricas. Los componentes sujetos al desempeño de las acciones serán pagados en efectivo y/o en acciones de Sempra Energy, en su caso, después de 3 años de haberse otorgado y sujeto a que el directivo continúe en ejercicio de sus funciones en la fecha de pago. Los componentes sujetos al tiempo serán pagados en tercios durante los 3 años de duración de cada programa. El bono referenciado a las acciones de IEnova será pagado en efectivo.

Plan de Primas de Antigüedad

De conformidad con la Ley Federal del Trabajo, la Compañía otorga primas de antigüedad a los empleados en ciertas circunstancias. Estos beneficios consisten en un pago único equivalente a 12 días de salario por cada año de servicio (con el último sueldo del empleado, pero no superior a dos veces el salario mínimo legal), a pagar a todos los empleados con 15 o más años de servicio, así como a ciertos empleados a los que se les termina su relación laboral de manera involuntaria antes de la obtención legal de dicho beneficio.

Tenencia Accionaria, febrero 2022

Banamex fue la casa de bolsa con posición más significativa de las acciones de IEnova, después de Semco Holdco, S. de R.L. de C.V. el accionista con el 70.17% y Sempra Energy Holding III, B.V. el accionista con 29.75% del capital de IEnova.

Accionistas que ejerzan influencia significativa: ninguno.

Accionistas que ejerzan control o poder de mando: Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., 70.17%.

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V. el accionista con el 70.17% del capital de IEnova, está controlada por Sempra Energy, una sociedad controladora estadounidense domiciliada en San Diego, California dedicada al sector de energía y listada en el New York Stock Exchange bajo la clave de pizarra "SRE".

Excepto por lo mencionado en el párrafo anterior, la Compañía no se encuentra bajo el control o influencia significativa de persona, gobierno extranjero o entidad alguna, según dichos términos se definen en la Ley del Mercado de Valores. Asimismo, a la fecha, la Compañía no tiene ningún compromiso que pudiera significar un cambio en el control de sus acciones.

Consejeros de la empresa [Sinopsis]

Directivos relevantes [Miembro]

Ortiz Mena López Negrete Tania			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Mujer		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación		Tipo de asamblea	
2022-04-27		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Presidenta del Grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética	22	no aplica
Información adicional			
Tania Ortiz Mena López Negrete. Tania Ortiz Mena es presidenta de grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra Infraestructura. Recientemente, Tania Ortiz Mena fue directora general de IEnova (empresa subsidiaria de Sempra en México) de septiembre de 2018 a septiembre de 2021, y miembro del Consejo de Administración desde enero de 2019. Tania comenzó su carrera en IEnova en el año 2000, ocupando diferentes cargos, entre ellos el de vicepresidenta de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios y vicepresidenta Ejecutiva de Desarrollo. De 1994 a 1999, Tania Ortiz Mena trabajó como Subgerente Comercial de Productos Refinados de PMI (empresa subsidiaria internacional) de PEMEX donde estuvo a cargo del comercio internacional de productos petrolíferos pesados. Tania Ortiz Mena es Consejera Independiente en el Consejo de Administración de la Bolsa Mexicana de Valores, miembro del Comité de Prácticas Societarias de la Bolsa Mexicana de Valores. Presidenta de la sección mexicana del sector privado del Consejo Empresarial de Negocios de Energía México-Estados Unidos, y es miembro del CEO Dialogue de Directores Generales México-Estados Unidos. También es miembro del Diálogo Interamericano, Consejera de la Asociación Mexicana de Gas Natural, Consejera del Consejo Mexicano de Relaciones Exteriores COMEXI y miembro fundador de Voz Experta. De 2015 a 2016, Tania Ortiz Mena presidió la Asociación Mexicana de Gas Natural y de 2015 a 2018 fue miembro del consejo consultivo de la Comisión Reguladora de Energía. Tania Ortiz Mena tiene una maestría en Relaciones Internacionales por la Universidad de Boston y una licenciatura en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana.			

Rubio Macías Roberto			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación		Tipo de asamblea	
2022-04-27		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente de Contraloría	21	no aplica
Información adicional			
Roberto Rubio Macías. El Sr. Rubio es Vicepresidente de Contraloría de Sempra Infraestructura, antes para IEnova desde mayo de 2016. Anteriormente fue Contralor de IEnova de 2012 a 2016. El Sr. Rubio actuó como Gerente de Contabilidad de Inversiones Extranjeras de 2011 a 2012 en Sempra International, Gerente de Auditoría Interna de Luz del Sur (Subsidiaria de Sempra Energy en Lima, Perú) en 2011, Gerente de Reportes Financieros de 2007 a 2010 para Sempra México en Tijuana, Contralor de Termoeléctrica de Mexicali de 2005 a 2007, Gerente de Contabilidad de Sempra México en Tijuana de 2003 a 2005 y Contralor de ECOGAS en Chihuahua de 2001 a 2003. Antes de ingresar a Sempra Energy en 2001, El Sr. Rubio fue Gerente Administrativo en una empresa dedicada a la manufactura de productos textiles de 1998 a 2001, Supervisor Administrativo Regional de British American Tobacco de 1996 a 1998 y Auditor en Deloitte oficina Chihuahua de 1993 a 1996. El Sr. Rubio es Contador Público egresado de la facultad de Contaduría y Administración de la Universidad Autónoma de Chihuahua en 1995, es maestro en Administración de Empresas por la Universidad Autónoma de Chihuahua en 2001, Contador Público Certificado por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos en 2001 y maestro en Innovación para el Desarrollo Empresarial por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey en 2017			

Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación		Tipo de asamblea	
2022-04-27		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Senior y Abogado General de México	12	no aplica
Información adicional			
René Buentello Carbonell. El Sr. Buentello es Vicepresidente Senior y Abogado General de México de Sempra Infraestructura desde noviembre 2021, anteriormente se desempeñaba como Abogado General y Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento de IEnova desde septiembre 2018. Anteriormente actuó como Vicepresidente Ejecutivo y Abogado General de 2016 a 2018, Vicepresidente y Abogado General de 2014 a 2016 y como Abogado General de 2010 a 2014. René Buentello inició su carrera como abogado de empresa en la división industrial de Grupo Carso, en donde ocupó la Gerencia Jurídica de Grupo Nacobre y de Grupo Aluminio, desempeñando el cargo de Prosecretario y Secretario, respectivamente, del Consejo de Administración de dichas sociedades de 1990 a 2002 y posteriormente ingresó a PEMEX en donde ocupó diversos cargos en las áreas de transporte y logística de Pemex-Gas y Pemex-Refinación de 2002 a 2008. Posteriormente el Sr. Buentello se desempeñó como Director de Desarrollo de Negocios de El Paso Corporation en México de 2008 a 2010. El Sr. Buentello es licenciado en Derecho por la Universidad Panamericana, con estudios de especialización en Derecho Económico y Corporativo, Derecho Mercantil y Derecho Financiero Internacional en la misma casa de estudios.			

Relacionados [Miembro]

Ian Mihalik Trevor			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2022-04-27			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Presidente del Consejo de Administración	no aplica	no aplica
Información adicional			
Trevor Ian Mihalik. es presidente del Consejo de administración de IEnova, vicepresidente ejecutivo y director financiero de Sempra Energy. En esta posición, supervisa todos los asuntos financieros y el desarrollo corporativo de Sempra Energy, incluyendo fusiones y adquisiciones. Se unió a Sempra Energy en 2012 como controlador y director de contabilidad y fue ascendido a vicepresidente senior en 2013. En 2018 fue promovido a su cargo actual. Mihalik tiene aproximadamente 30 años de experiencia financiera en la industria energética, con un amplio conocimiento de los mercados de capitales, fusiones y adquisiciones, informes financieros, tesorería y riesgo de mercado y crédito. Anteriormente, se desempeñó como vicepresidente senior de finanzas de Iberdrola Renewables, filial estadounidense de Iberdrola S.A., una multinacional de servicios públicos y energía con sede en Bilbao, España. Antes de eso, fue vicepresidente de finanzas de Chevron Natural Gas y también se desempeñó como su vicepresidente de finanzas y director financiero para su empresa conjunta de comercialización, comercio y almacenamiento de gas natural, Bridgeline Holdings. Mihalik pasó los primeros nueve años de su carrera trabajando en Houston y Londres en la práctica energética de Price Waterhouse. Mihalik actualmente es miembro del consejo de administración de WD-40 y forma parte del consejo asesor de la Escuela de Administración de Empresas de la Universidad de San Diego. Mihalik se graduó con una licenciatura en contabilidad, con énfasis en finanzas, de la Universidad de Creighton, tiene una maestría en administración de empresas de la Universidad de Rice y es un contador público certificado.			

Ortiz Mena López Negrete Tania			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Mujer		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2022-04-27			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario / Relacionado	22	no aplica
Información adicional			
Tania Ortiz Mena López Negrete. Tania Ortiz Mena es presidenta de grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra Infraestructura. Recientemente, Tania Ortiz Mena fue directora general de IEnova (empresa subsidiaria de Sempra en México) de septiembre de 2018 a septiembre de 2021, y miembro del Consejo de Administración desde enero de 2019. Tania comenzó su carrera en IEnova en el año 2000, ocupando diferentes cargos, entre ellos el de vicepresidenta de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios y vicepresidenta Ejecutiva de Desarrollo. De 1994 a 1999, Tania Ortiz Mena trabajó como Subgerente Comercial de Productos Refinados de PMI (empresa subsidiaria internacional) de PEMEX donde estuvo a cargo del comercio internacional de productos petrolíferos pesados. Tania Ortiz Mena es Consejera Independiente en el Consejo de Administración de la Bolsa Mexicana de Valores, miembro del Comité de Prácticas Societarias de la Bolsa Mexicana de Valores. Presidenta de la sección mexicana del sector privado del Consejo Empresarial de Negocios de Energía México-Estados Unidos, y es miembro del CEO Dialogue de Directores Generales COMEXI-Estados Unidos. También es miembro del Diálogo Interamericano, Consejera de la Asociación Mexicana de Gas Natural, Consejera del Consejo Mexicano de Relaciones Exteriores COMEXI y miembro fundador de Voz Experta. De 2015 a 2016, Tania Ortiz Mena presidió la Asociación Mexicana de Gas Natural y de 2015 a 2018 fue miembro del consejo consultivo de la Comisión Reguladora de Energía. Tania Ortiz Mena tiene una maestría en Relaciones Internacionales por la Universidad de Boston y una licenciatura en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana.			

Christopher Bird Justin			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
NO		NO	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2022-04-27			
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)
1 año		Consejero Propietario / Relacionado	no aplica
Participación accionaria (en %)			
no aplica			
Información adicional			
Justin Bird recientemente fue nombrado director general de Sempra Infraestructura. Bird dirigirá la recién creada compañía energética de Norteamérica mientras continúa creando escala, generando sinergias en la cartera, impulsando el crecimiento y contribuyendo a facilitar la transición energética global a través de tres plataformas de crecimiento: energías limpias, infraestructura energética y GNL y cero emisiones. Anteriormente, fue director general de Sempra LNG. Encabezó el crecimiento del negocio de gas natural licuado (GNL) de Sempra para servir a los mercados globales. Bird también formó parte del consejo de administración de IEnova, empresa subsidiaria de Sempra en México. Previamente, Bird fue presidente de Sempra LNG. En este puesto, dirigió los esfuerzos de mercadotecnia y desarrollo comercial de los cinco proyectos de Sempra LNG. Antes, Bird fue director de desarrollo de Sempra North American Infraestructura. De 2014 a 2018, Bird fue vicepresidente y consejero especial de infraestructura de gas para Sempra, liderando la responsabilidad de la compañía en la actividad regulatoria y de litigio relacionada con la operación del campo de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon de SoCalGas. También fue vicepresidente de cumplimiento, gobierno corporativo y secretario corporativo de Sempra, donde dirigió los programas de ética y cumplimiento de la empresa, así como también actuó como director de gobierno corporativo y secretario corporativo. De 2012 a 2014, fue director de financiamiento de proyectos para Sempra, donde dirigió el financiamiento exitoso de \$7.4 mil millones de dólares de la terminal de exportación de licuefacción Cameron LNG en Hackberry, Luisiana, así como otros financiamientos muy importantes. De 2004 a 2012, Bird ocupó puestos como consejero, consejero senior y abogado principal, trabajando en una amplia gama de transacciones comerciales para Sempra y sus subsidiarias. Bird desempeñó un papel clave en el desarrollo y los acuerdos comerciales de la instalación de GNL de Cameron y la terminal de regasificación de Energía Costa Azul en Baja California, México. Antes de incorporarse a Sempra en 2004, fue abogado en Latham & Watkins LLP, donde se especializó en el desarrollo y el financiamiento de proyectos energéticos. Bird es licenciado en contabilidad por la Universidad Estatal de Arizona, donde se graduó con la distinción más alta, y licenciado en derecho por la Universidad de Pensilvania, donde fue miembro de la Revista de Derecho de la escuela.			

Porcentaje total de hombres como directivos relevantes: 90

Porcentaje total de mujeres como directivos relevantes: 10

Porcentaje total de hombres como consejeros: 70

Porcentaje total de mujeres como consejeros: 30

Cuenta con programa o política de inclusión laboral: No

Descripción de la política o programa de inclusión laboral

Política de Inclusión Laboral

Si bien la Compañía no cuenta con una política o programa específicos que impulsen la inclusión laboral sin distinción de sexo en la composición de sus órganos de gobierno y entre sus empleados, IEnova cuenta con una política de atracción de talento que establece ciertos estándares de integridad, dentro de los cuales se destaca que en IEnova no se discrimina por ningún motivo: sexo, raza, edad, credo religioso, doctrina política o condición social o física ni orientación sexual. Es así como la Compañía reconoce la igualdad y la dignidad de las personas respetando en todo momento su libertad y privacidad. El cumplimiento de lo anterior es vigilado por el Comité de Ética Corporativa que encabeza el Vicepresidente Ejecutivo y Abogado General y el Comité de Diversidad e Inclusión que preside la Directora Senior de Talento y Cultura para lo cual cuenta con una línea telefónica gratuita y confidencial y con una Dirección de Ética Corporativa especializada en atender cualquier tipo de situación que pudiera llegar a ocurrir en violación a los estándares de integridad establecidos.

Asimismo, IEnova está suscrita al Pacto Mundial de las Naciones Unidas en materia de derechos humanos; este Pacto Mundial de la ONU pide a las empresas adoptar, apoyar y promulgar, dentro de su esfera de influencia, un conjunto de valores fundamentales en las áreas de derechos humanos, normas laborales, medio ambiente y anti-corrupción.

Accionistas de la empresa [Sinopsis]

Accionistas que ejerzan control o poder de mando[Miembro]

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V.	
Participación accionaria (en %)	70.17
Información adicional	

Accionistas beneficiarios de más del 10% del capital social de la emisora [Miembro]

Sempra Energy Holdings XI, B.V.	
Participación accionaria (en %)	29.75
Información adicional	

Estatutos sociales y otros convenios:

DESCRIPCIÓN DE LOS ESTATUTOS DE LA COMPAÑÍA

d)Estatutos sociales y otros convenios

A continuación se incluye una descripción general de la Compañía y un resumen de las disposiciones más importantes de sus estatutos sociales y la legislación aplicable. Esta descripción no pretende ser exhaustiva y debe leerse en conjunto con los estatutos de la Compañía y la ley.

General

La Compañía se constituyó en la Ciudad de México, México, el 2 de abril de 1996 bajo la denominación “Enova de México, S.A. de C.V.” El 25 de abril de 2008 se transformó en una sociedad de responsabilidad limitada y modificó su razón social a “Sempra Energy México, S. de R.L. de C.V.” El 3 de diciembre de 2008 modificó nuevamente su razón social, para adoptar la de “Sempra México, S. de R.L. de C.V.” El 15 de febrero de 2013, la Compañía adoptó la forma de sociedad anónima de capital

variable, transformación que surtió efectos el 19 de febrero de 2013. Con fecha 1° de marzo de 2013, la Compañía modificó su denominación a “Infraestructura Energética Nova, S.A. de C.V.” mediante resoluciones unánimes de los accionistas de la Compañía de fecha 6 de marzo de 2013, los accionistas de la Compañía aprobaron la reforma total de sus estatutos sociales para cumplir con los requisitos establecidos por la LMV para las sociedades cuyas acciones se cotizan entre el público, adoptar la modalidad de sociedad anónima bursátil de capital variable y modificar su denominación a “Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.” Con fecha 7 de octubre de 2016, se modificó la Cláusula Vigésima Octava de sus estatutos, a fin de eliminar el requisito de publicar las convocatorias en el periódico oficial del domicilio de la sociedad o en alguno de los diarios de mayor circulación en dicho domicilio, e incluir en su lugar la publicación a través del Sistema Electrónico de Publicaciones de Sociedades Mercantiles de la Secretaría de Economía. Los estatutos vigentes de la Compañía se presentaron a la CNBV y la BMV el 26 de mayo de 2017, encontrándose disponibles para consulta, respectivamente, en www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx. Con fecha de 1° de noviembre de 2021, la Compañía modificó su régimen societario a "Infraestructura Energética Nova, Sociedad Anónima Promotora de Inversión (S.A.P.I.) de Capital Variable, transformación que surtió efectos el 4 de noviembre de 2021.

La duración de la Compañía es indefinida. La Compañía es una sociedad controladora que realiza todas sus operaciones a través de sus subsidiarias. Las oficinas principales de la Emisora están ubicadas en Av. Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24, Colonia Juárez, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México. El teléfono de sus oficinas es el +52 (55) 9138-0100; y la dirección de la página de la Emisora en Internet es www.ienova.com.mx

Información adicional Administradores y accionistas

e) Otras prácticas de gobierno corporativo

Código de Ética: Una Responsabilidad Personal.

IEnova es la imagen de la conducta de su gente, por lo tanto, cada colaborador tiene la responsabilidad personal y continua de velar por el exacto cumplimiento de una conducta apropiada.

El Código de Ética cubre áreas generales de principios legales y éticos para IEnova. Todos sus colaboradores son responsables de:

- Cumplir con todas las leyes nacionales e internacionales, políticas internas y procedimientos de la empresa.
- Mantener un comportamiento de conducta ética apropiado.
- Estar atento a situaciones que podrían resultar en acciones ilegales, o violatorias del Código de Ética o de los procedimientos que lo respaldan.
- Informar sospechas o violaciones del Código de Ética.
-

IEnova se apega en todo momento a lo previsto en: (i) Declaración Universal de los Derechos Humanos, (ii) Convención de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) contra la Corrupción; (iii) Convención de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) para Combatir el Soborno de Funcionarios Públicos Extranjeros; (iv) Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos de 1977 (conforme a sus reformas); (v) Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción; (vi) Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita (Ley contra el Lavado de Dinero) de México; (vii)) Ley General de Responsabilidades Administrativas y sus leyes secundarias; (viii) Código Penal Federal

de México, en adelante, “Leyes Anticorrupción”; (ix) Ley Federal para Prevenir y Eliminar la Discriminación; (x) Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados.

Por lo tanto, IEnova requiere que sus colaboradores completen la Capacitación de Ética Corporativa que incluye de manera enunciativa, más no limitativa las Leyes Anticorrupción anteriormente mencionadas, cuando se les solicite. Se espera que conozcan y entiendan el significado y los requisitos de las normas mencionadas en el Código de Ética, así como su obligación de notificar cuando crean o sospechen que se ha incurrido en una violación de éstas o del Código de Ética.

IEnova y sus colaboradores deberán cumplir con los estándares internacionales y con lo establecido por la Ley Federal para la Prevención e identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita; para esto, IEnova y sus subsidiarias cuentan con una Política Antilavado que establece los lineamientos concernientes a la prevención de lavado de dinero. Esta política establece los siguientes mecanismos de prevención:

- Identificación y verificación del cliente.
- Análisis de relaciones.
- Análisis de actividades sospechosas.
- Monitoreo de transacciones.
- Reportes.
- Identificación de banderas rojas.

Los colaboradores deberán ejercer el buen criterio al evaluar sus relaciones con agentes, corredores, proveedores de servicios, clientes o contrapartes y asegurarse de que estos no representan riesgos legales, regulatorios o reputacionales para la Compañía. Bajo cualquier duda de legitimidad de alguna transacción, se deberá evitar realizar cualquier tipo de operación.

IEnova está comprometida a llevar a cabo sus actividades en línea con los Principios Rectores sobre las Empresas y los Derechos Humanos y los Diez Principios del Pacto Mundial, reconociendo también todos los derechos establecidos en la Declaración Universal de los Derechos Humanos.

Para asegurar el correcto ejercicio del respeto a los Derechos Humanos, se establecen los siguientes principios:

- Rechazo al trabajo infantil y el trabajo forzoso u obligatorio, en todas las operaciones de IEnova
- Respeto y promoción a la diversidad e inclusión. En IEnova no se discrimina por ningún motivo: sexo, raza, edad, credo religioso, doctrina política o condición social o física ni orientación sexual.
- Se vela por la salud y seguridad de los colaboradores de IEnova, estableciendo lineamientos y mecanismos de mitigación a lo largo de las distintas operaciones de IEnova.
- Se respeta la libertad de asociación y negociación colectiva.
- Se respetan los derechos de las minorías étnicas y de los pueblos indígenas.
- Se apoya y promueve el bienestar de los colaboradores y comunidades en donde la Compañía tiene presencia.

Los colaboradores, independientemente de su nivel jerárquico, que violen el Código de Ética, la ley o que actúen en forma contraria a las políticas y procedimientos vigentes, estarán sujetos a las medidas disciplinarias correspondientes que, de tipificar falta grave de acuerdo con la ley, podría incluir el despido.

Los colaboradores que tienen personal a su cargo adicionalmente tienen la responsabilidad de:

- Asegurarse que todos los trabajadores a su cargo tengan pleno conocimiento de los lineamientos que aquí se señalan.
- Ser un ejemplo en el cumplimiento de leyes y normas éticas, demostrando integridad, honestidad y respeto en todos sus actos.
- Fomentar un ambiente donde los trabajadores tengan confianza para hacer preguntas y reportar problemas.

- Apoyar a los trabajadores que hacen preguntas o comentan sus inquietudes.

Los preceptos contenidos en el Código de Ética, son de aplicación general para todos los colaboradores y funcionarios de la empresa sin distinción alguna de posición, cargo o título, por lo que se entenderá que los colaboradores, funcionarios, apoderados, gerentes y directores, incluyendo Consejeros y miembros de los distintos Comités de IEnova deberán cumplir en todo momento y conducirán todos sus actos bajo los principios contenidos en el Código de Ética.

Normas para la Toma de Decisiones Éticas

Para guiar en la aplicación del Código de Ética, cada sección de este contiene preguntas y respuestas que ayudan a aclarar ciertas situaciones específicas.

El Código de Ética no puede cubrir todas las situaciones que pudieran surgir en el desarrollo de las labores de la Compañía. Si se presentan dudas o situaciones nuevas no contempladas expresamente, el colaborador debe preguntarse:

- ¿Es legal y se apega a las políticas de la empresa?
- ¿Es justo, apropiado y consistente con los valores éticos de la empresa?
- ¿Ya conversé con mi jefe directo sobre mis dudas?

Si el colaborador no está cómodo con una situación puede consultar con la Dirección de Ética Corporativa o comunicarse a las líneas de ayuda.

IEnova cuenta con una línea telefónica gratuita y confidencial y con la Dirección de Ética Corporativa.

Línea de denuncias 800-062-2107.

Correo confidencial: ienova@lineadedenuncia.com Línea de Ética y Cumplimiento de Sempra: 001-770-582-5249. O vía internet en los sitios: <https://lineadedenuncia.com/ienova> o <https://iwf.tnwgrc.com/sempra> recursos a su disposición las 24 horas del día los siete días de la semana.

Estas alternativas de comunicación están dedicadas exclusivamente a responder las preguntas relativas a cumplimiento del Código de Ética, Sistema Nacional Anticorrupción en México, Leyes Anticorrupción, Política de Ética Corporativa, otros temas de Ética Corporativa, así como a recibir denuncias por posibles violaciones de éstas.

Estándares de Integridad

1. Seguridad.
2. Relaciones con los Clientes - Seguridad Pública.
3. Un Lugar de Trabajo Sin Discriminación y Acoso.
4. Violencia en el Lugar de Trabajo.
5. Intimidación en el Lugar de Trabajo.
6. Uso de Sustancias Ilegales y Alcohol.
7. Confidencialidad y Privacidad.
8. Protección del Medio Ambiente.
9. Actividades a Favor de la Comunidad.
10. Anticorrupción.
11. Participación en la Política.
12. Competencia Justa.
13. Relaciones Gubernamentales.
14. Adquisición de Bienes y Servicios.

15. Cumplimiento Normativo.
16. Regalos y Cortesías de Negocio.
17. Operaciones Bursátiles.
18. Conflicto de Intereses.
19. Propiedad Intelectual.
20. Controles Internos del Negocio.
21. Información Financiera.
22. Pagos y Cobranzas Indebidas o Cuestionables.
23. Activos de la Empresa.
24. Administración de la Información.
25. Relación con los Medios y Redes Sociales.

Sustentabilidad

En IEnova, la estrategia de sustentabilidad tiene como objetivo generar valor para la Compañía, accionistas, colaboradores, clientes y las comunidades a las que pertenece la Compañía. Se basa en tres pilares fundamentales: económico, social y ambiental, sobre bases éticas y de gobierno corporativo.

IEnova se ha caracterizado por su compromiso ético para operar en estricto cumplimiento de la regulación, así como de la normatividad aplicable a su negocio. Dichos comportamientos nos han permitido ganar y mantener la confianza de los diversos grupos de interés.

Algunos de los logros alcanzados por IEnova durante 2021 en materia de sustentabilidad son: publicar su desempeño ESG en el Informe de Sustentabilidad 2020, con las siguientes características (GRI Standards, respuesta a los estándares SASB y alineado con las recomendaciones del TCFD, 40 indicadores auditados por Deloitte, Comunicación sobre Progreso (COP), informe al Pacto Mundial de las Naciones Unidas, relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas). Adicionalmente, por séptimo año se obtuvo la certificación Great Place to Work, así como el Distintivo Empresa Socialmente Responsable que otorga el Centro Mexicano para la Filantropía. La Compañía fue la primera empresa de energía en ser incluida, originalmente, en el Índice de Sustentabilidad de la BMV y, durante 2020 y 2021 en el S&P/BMV Total Mexico ESG Index. En diferentes momentos entre 2013 y hasta su desliste, la empresa también fue parte del Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index, del FTSE4Good Index Series y del FTSEBIVA, los cuales seleccionan a las compañías con prácticas destacadas en materia medio ambiental, social y de gobernanza.

Asimismo, la Compañía mantuvo la calificación AA de MSCI y la calificación Prime de ISS ESG. Además, en 2021 la Compañía apareció públicamente por segundo año consecutivo en la lista del Carbon Disclosure Project (CDP), con una calificación B. IEnova fue parte de los índices sustentables descritos y mantuvo las calificaciones citadas en diferentes momentos entre 2013 y hasta la liquidación de la oferta pública de adquisición en mayo de 2021.

IEnova también mantuvo la calificación HR Ratings (HR PAC2+), misma que fue otorgada con la calificación más alta que ha dado dicha agencia a una empresa u organización, en materia de cumplimiento a la Política de Integridad, en México.

En 2015 se constituyó Fundación IEnova, A.C. con el objetivo de apoyar a organizaciones y programas que contribuyan al bienestar de las comunidades en las que IEnova opera y pertenece. Durante 2021, a través de Fundación IEnova se otorgaron \$20,015,576.23 pesos para afectados por la pandemia de COVID-19, para apoyar a las comunidades de 20 estados de la República Mexicana en dos líneas de acción: equipo de protección personal e insumos médicos y seguridad alimentaria. Además, se lanzó nuestra convocatoria anual por medio de la cual se apoyaron 32 proyectos mediante 24 organizaciones que beneficiarán a comunidades en estados de la República Mexicana donde la compañía tiene operaciones por un monto total de \$12,664,974 pesos.

Estas acciones, son muestra del compromiso de IEnova con la mejora continua y la implementación de altos estándares de operación, protección y conservación del medio ambiente, prácticas laborales, gobierno corporativo y responsabilidad social con las comunidades en donde IEnova opera.

Para mayor información de las acciones que la Compañía está realizando en sustentabilidad, le invitamos a consultar el Informe de Sustentabilidad, disponible en www.ienova.com.mx y <https://semprainfrastructure.com/>

Los suscritos, Tania Ortiz Mena López Negrete, Roberto Rubio Macías y René Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra Infraestructura en México, Vicepresidente de Contraloría y Vicepresidente Sr. y Abogado General, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. ("**IENOVA**"), en cumplimiento de lo dispuesto en la fracción I, inciso (b) del artículo 33 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores (la "**Circular Única**"), adjunto el presente reporte anual correspondiente al año 2021.

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a IENOVA contenida en el presente reporte anual, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

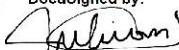
Ciudad de México a 29 de abril de 2022

A t e n t a m e n t e,

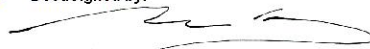
DocuSigned by:

675E2B1B967B46A...

Tania Ortiz Mena López Negrete
Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra
Infraestructura en México¹

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Vicepresidente de Contraloría
Titular de Finanzas en México²

DocuSigned by:

A5E48658C3A7423...

René Buentello Carbonell
Vicepresidente Sr. y Abogado General
Titular Jurídico en México³

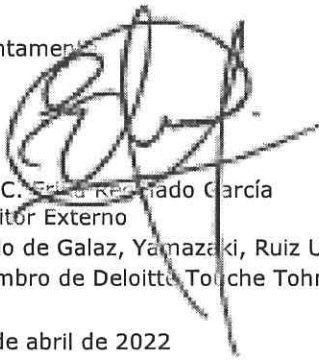
¹ Ejerce las funciones de Directora General.

² Ejerce las funciones de Director de Finanzas.

³ Ejerce las funciones de Director Jurídico.

- El contenido del Informe de Auditoría Externa y de otros comunicados y opiniones señalados en el Artículo 15 de las Disposiciones, son responsabilidad del Despacho.
- En el supuesto que se identifiquen amenazas a la independencia o incumplimiento a las normas establecidas en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del Artículo 6 de las Disposiciones, éstas se documentarán en los papeles de trabajo de la auditoría.
- No tengo impedimento para participar en labores de auditoría externa para esta Emisora respecto a los años de servicio permitidos.
- No tengo inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora. Así mismo he obtenido confirmación de los socios involucrados en la auditoría y del equipo de auditoría, que ni ellos ni sus cónyuges, concubinas, concubenarios o dependientes económicos mantienen inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora.

Atentamen



C.P.C. Ricardo García
Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

25 de abril de 2022

* * * * *





Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

COMISIÓN NACIONAL BANCARIA Y DE VALORES

Vicepresidencia de Supervisión Bursátil

Dirección General Adjunta de Vigilancia de Emisoras

Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte, Piso 7,

Col. Guadalupe Inn, C.P. 01020,

Ciudad de México, México.

Atención: **C.P. Jorge Armando Sánchez Pasaye**
Director General Adjunto de Vigilancia de
Emisoras

Asunto: Aviso de contratación del Despacho para la
prestación de servicios distintos al de
auditoría externa de sus Estados Financieros
Básicos.

Roberto Rubio Macías, en nombre y representación de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y sus subsidiarias (en lo sucesivo "**IEnova**" o la "**Emisora**"), personalidad que tengo debidamente acreditada ante esa Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "**Comisión**"), señalo como domicilio para oír y recibir toda clase de notificaciones y documentos el ubicado en Av. Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24, Col. Juárez, 06600, Ciudad de México, con número de teléfono +525591380100 y autorizo para los mismos efectos y para llevar a cabo cualquier gestión inherente a esta solicitud a los señores René Buentello Carbonell y Rodrigo Cortina, con el debido respeto comparecemos para exponer lo siguiente:

Que con fundamento en el Artículo 19 y demás aplicables de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (la "**CUAE**"), y de conformidad con la Política para la Contratación de Servicios de Auditoría Externa de IEnova (las "**Políticas**"), en términos de lo anterior, por este medio se informa a la Comisión que con fecha 25 de abril de 2022, mediante resoluciones unánimes adoptadas fuera de sesión, el Consejo de Administración de IEnova aprobó que el despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembros de *Deloitte Touche Tohmatsu Limited* (el "**Despacho**") le



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

preste a IEnova los servicios adicionales en general, (los “**Servicios Adicionales**”) siguientes:

- Servicios relacionados con ofertas públicas de Valores en México o en el extranjero.
- Asesoría en la respuesta a reguladores en México o en el extranjero respecto a comentarios sobre los estados financieros emitidos.
- Preparación de comunicaciones en su carácter de Auditor Externo como respuesta a requerimientos de reguladores relacionados a su rol como Auditor Externo.
- Atención a reuniones solicitadas por reguladores en su carácter de Auditor Externo.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría solicitados por los diferentes reguladores o por requerimientos particulares de la Emisora.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría relacionados con el cumplimiento de leyes, regulaciones o requeridos por acuerdos contractuales.
- Auditorías o revisiones especiales de control interno.
- Asesoría en la documentación de procesos del control interno, incluyendo la documentación de flujogramas, narrativas, matrices de riesgo y de control de las actividades diseñadas y realizadas por las compañías. En ningún momento este trabajo podrá incluir el diseño o implementación de alguna actividad de control interno, ni recomendaciones de mejora sobre los mismos.
- Asesoría en relación con investigaciones de presuntos actos fraudulentos
- Emisión de informes sobre el resultado de procedimientos previamente acordados.
- Revisión de cumplimiento sobre aspectos fiscales (revisión de declaraciones anuales, pagos provisionales, etc.).
- Servicios de precios de transferencia para fines fiscales.
- Auditorías en materias de seguridad social, INFONAVIT y contribuciones locales y las aplicables en otros países.
- Auditorías o revisiones de cuentas contables o aspectos específicos, tales como derivados, impuestos diferidos, entre otras.
- Revisiones trimestrales para la emisión de informes de revisión limitada.
- Auditorías de balances generales iniciales de compañías adquiridas.
- Emisión de dictámenes fiscales.
- Impartición de cursos en temas contables, fiscales, control interno, riesgos, entre otros.
- Todos aquellos servicios relacionados al de auditoría externa de estados financieros siempre y cuando no comprometa la independencia del auditor externo ni genere conflicto de intereses.
- Asesoría en general sobre disposiciones fiscales.
- Auditorías de compra o *due dilligence*.



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

- Diagnósticos, revisiones especiales y servicios de asesoramiento sobre aspectos de controles generales de sistemas, *cyber-security*, *disaster recovery plan*, seguridad en general y continuidad del negocio.
- Servicios de asesoramiento en materias de riesgos y regulación.
- Asesoría en temas de gobierno corporativo.
- Servicios de asesoría en temas contables.
- Análisis de brechas entre los controles diseñados y el marco de control interno de COSO.

La contraprestación que será pagada al Despacho, en su caso, por la prestación de los Servicios Adicionales no deberá rebasar \$8,099,354 pesos mexicanos.

Así mismo bajo la misma Política, se informa a esa Comisión que los gastos devengados con respecto a los honorarios por los servicios prestados por parte del Despacho a las compañías que forman parte del grupo, ascendieron a \$2.0 millones de dólares durante el año 2021, los cuales consistieron en:

- a. Servicios de auditoría: principalmente los servicios de auditoría de los Estados Financieros Anuales y revisiones de Estados Financieros Intermedios, para su inclusión en la Bolsa Mexicana de Valores y en Singapur, considerando los procedimientos requeridos para la auditoría de la controladora Sempra Infrastructure Partners, LP por USD\$1.8 millones de dólares que representa el 90% del total de honorarios.
- b. Servicios relacionados con la auditoría: los servicios relacionados con la revisión de la información requerida por las autoridades gubernamentales, de acuerdo a procedimientos de información financieros no solicitados por los cuerpos legales o reglamentarios, revisión de informes de Responsabilidad Social Corporativa publicado en la Entidad y aplicación de procedimientos para revisión de reportes y cifras que fueron incluidas en un memorando de oferta por USD\$0.2 millones de dólares que representan el 9% del total de los honorarios.
- c. Servicios de impuestos y otros: los servicios permitidos de acuerdo con la normatividad aplicable se refieren básicamente, atención de requerimientos de la autoridad fiscal y otros servicios; principalmente por emisión de cartas para financiamientos por parte de la Emisora. El monto es por USD \$0.01 millones de dólares que representan el 1% del total de los honorarios.

Por otro lado, la Emisora manifiesta que, hasta donde es de su conocimiento, la contratación y prestación de los Servicios Adicionales, así como el pago de dichos servicios, no afecta la independencia del Despacho ni de los socios de auditoría, en su



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

carácter de Auditores Externos, en términos de la CUAE, dado que son servicios relacionados con la auditoría externa de acuerdo con las normas de auditoría aplicables.

En virtud de lo anteriormente expuesto a esa Comisión atentamente pido se sirva:

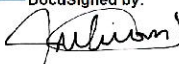
PRIMERO.- Tener por presentada a la Emisora en los términos del presente escrito.

SEGUNDO.- Tener por señalado el domicilio para recibir toda clase de notificaciones y por autorizadas a las personas que se señalan en el proemio del presente escrito para los efectos que ahí se indican.

TERCERO.- Los demás actos que se requieran y que sean inherentes a los señalados en los numerales anteriores.

Atentamente,
Ciudad de México, a 29 de abril de 2022.

LA EMISORA
Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Apoderado

**Infraestructura Energética
Nova, S.A.P.I de C.V. y
Subsidiarias**

Carta del artículo 33 de la CUE



El suscrito manifiesta, bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I de C.V. (la "Emisora") y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y por los años que terminaron en esas fechas, incluidos como anexo en el presente reporte anual, fueron dictaminados con fecha 25 de abril de 2022, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiesto que he leído el presente reporte anual y, basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tengo conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados, señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual, o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado para realizar, y no realizó, procedimientos adicionales con el objeto de expresar una opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados dictaminados.

Atentamente,



C.P.C. Erika Regalado García
Auditor Externo
Socia de Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

* * * * *



**Infraestructura Energética
Nova, S.A.P.I de C.V. y
Subsidiarias**

Cartas del artículo 39 de la CUAE



Al Consejo de Administración y Accionistas de
Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

En los términos del Artículo 39 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos publicadas en el Diario Oficial de la Federación ("DOF") del 26 de abril de 2018 y sus modificaciones posteriores (las "Disposiciones") y del Artículo 84 Bis de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado de valores publicadas en el DOF del 19 de marzo de 2003 y sus modificaciones posteriores (la "Circular Única de Emisoras"), en mi carácter de auditor externo de los Estados Financieros Consolidados al y por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 (los "Estados Financieros") de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. (la "Emisora") y Subsidiarias, manifestamos lo siguiente:

- i. Que expreso mi consentimiento para que la Emisora incluya en el reporte anual 2021, el Informe de Auditoría Externa que al efecto emití.
- ii. Lo anterior en el entendido de que previamente me cercioré de que la información contenida en los Estados Financieros Consolidados incluidos en el reporte anual 2021, así como cualquier otra información financiera comprendida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados Estados Financieros Consolidados o del Informe de Auditoría que presenté coincide con la auditada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Atentamente,



C.P.C. Erika Regalado García
Apoderado y Auditor Externo
Socia de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

29 de abril de 2022



**Infraestructura Energética
Nova, S. A. P. I. de C. V. y
Subsidiarias**

Declaración del auditor externo
independiente



DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO INDEPENDIENTE CONFORME AL ARTÍCULO 37 DE LAS DISPOSICIONES

Al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y Subsidiarias.

En los términos del Artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de los estados financieros consolidados al y por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. (la "Emisora") y Subsidiarias, declaro lo siguiente:

- I. La que suscribe declara que cumple con los requisitos señalados en los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, según lo manifiesto en el Documento de Declaración anexo, así como que soy licenciado en contaduría y finanzas con título expedido por la Secretaría de Educación Pública, con certificado emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. número 15319 expedido el 16 de junio de 2018. Asimismo, cuento con número de Registro 18536 en la Administración General de Auditoría Fiscal Federal ("AGAFF") del Servicio de Administración Tributaria ("SAT") expedido el 30 de octubre de 2015. Por otra parte, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C. (el "Despacho") cuenta con número de registro 7433 en la AGAFF del SAT.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión de mi Informe de Auditoría Externa de fecha 25 de abril de 2022, así como de las fechas de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el Artículo 15 de las Disposiciones, cumplimos con los requisitos a que se refieren los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los Artículos 6, 9 y 10, en relación con el Artículo 14 de las Disposiciones.
- III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones.

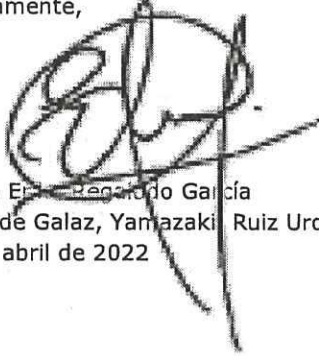
Informo que he realizado la auditoría de los estados financieros consolidados básicos de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias por 3 años; asimismo el despacho en el que laboro "Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C." ha prestado durante 25 años los servicios de auditoría externa.

Mediante este documento, manifiesto mi consentimiento expreso para proporcionar a la Comisión la información que esa nos requiera a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos mencionados.



Asimismo, me obligo a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos mencionados en este manifiesto, físicamente o través de imágenes en formato digital, en medio ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría de Estados Financieros Consolidados Básicos de la Emisora al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Atentamente,



C.P.C. ~~Er~~ Regalado García
Socia de Galaz, Yamazaki Ruiz Urquiza, S.C.
25 de abril de 2022



Declaración del Auditor Externo Independiente a Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias

En los términos de los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo independiente de los estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias (la "Emisora") manifiesto lo siguiente:

- Soy Socia del despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz, Urquiza S.C. (el "Despacho"), desde el año 2014.
- Cuento con el registro vigente expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria número 18536 y con la cédula como licenciado en contaduría y finanzas emitido por la Secretaría de Educación Pública 3000919 expedido el 20 de diciembre de 1999.
- Cuento con la experiencia profesional necesaria para desarrollar labores de auditoría externa en los términos de la fracción III del Artículo 4 de las Disposiciones.
- Soy independiente en términos del Artículo 6, Capítulo II de las Disposiciones.
- No he sido expulsada ni estoy suspendida de mis derechos como miembro de la asociación profesional a la que pertenezco.
- No he sido ni estoy condenada por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal.
- No estoy inhabilitada para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil sin que haya sido rehabilitada.
- No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que se requiera para fungir como Auditor Externo Independiente, por causas imputables a mí y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe.
- No he sido ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Emisora o de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- No tengo litigio alguno pendiente con la Emisora o, en su caso, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones. En el **Anexo B**, se incluye manifestación firmada por el Director General del Despacho, dirigida a la Comisión Técnica de Calidad del Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., sobre el cumplimiento con lo dispuesto en la Norma Internacional de Control de Calidad 1 "Control de calidad en las firmas de auditoría que realizan auditorías y revisiones de estados financieros básicos, así como otros encargos que proporcionan un grado de seguridad y servicios relacionados" emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento de la Federación Internacional de Contadores.
- Manifiesto, asimismo, que se ha asignado un socio de revisión de la calidad del compromiso en los términos ("EQCR") de la Norma Internacional de Control de Calidad 1 y la Norma Internacional de Auditoría 220 "Control de calidad de la auditoría de estados financieros", de conformidad con los Artículos 9 y 10 de las Disposiciones.
- El Despacho cuenta con una política actualizada para el archivo de papeles de trabajo de auditoría.
- Yo y el equipo del compromiso cumplimos con las normas profesionales y los requisitos de calidad aplicables y contamos con la capacidad técnica para el desarrollo del trabajo al que hacen referencia las disposiciones aplicables.



[432000-N] Anexos

Estados financieros (Dictaminados) por los últimos tres ejercicios y opiniones del comité de auditoría o informes del comisario por los últimos tres ejercicios:



Denominación social y nombre comercial o, en su caso, nombre de la persona física, así como una descripción del negocio en el que participe

No aplica

Cualquier otra información que se considere relevante para evaluar el riesgo de crédito de que se trate del aval o garante

No aplica

En caso de garantes especificar las diferencias relevantes con la IFRS

No aplica

Nombre y cargo de personas responsables (PDF)

Los suscritos, Tania Ortiz Mena López Negrete, Roberto Rubio Macías y René Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra Infraestructura en México, Vicepresidente de Contraloría y Vicepresidente Sr. y Abogado General, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. ("**IENOVA**"), en cumplimiento de lo dispuesto en la fracción I, inciso (b) del artículo 33 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores (la "**Circular Única**"), adjunto el presente reporte anual correspondiente al año 2021.

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a IENOVA contenida en el presente reporte anual, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.


Ciudad de México a 29 de abril de 2022

A t e n t a m e n t e,


DocuSigned by:

675E2B1B967B46A...

Tania Ortiz Mena López Negrete
Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra
Infraestructura en México¹

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Vicepresidente de Contraloría
Titular de Finanzas en México²

DocuSigned by:

A5E48658C3A7423...

René Buentello Carbonell
Vicepresidente Sr. y Abogado General
Titular Jurídico en México³

¹ Ejerce las funciones de Directora General.

² Ejerce las funciones de Director de Finanzas.

³ Ejerce las funciones de Director Jurídico.

**Infraestructura Energética
Nova, S.A.P.I de C.V. y
Subsidiarias**

Carta del artículo 33 de la CUE

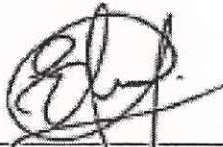


El suscrito manifiesta, bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I de C.V. (la "Emisora") y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y por los años que terminaron en esas fechas, incluidos como anexo en el presente reporte anual, fueron dictaminados con fecha 25 de abril de 2022, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiesto que he leído el presente reporte anual y, basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tengo conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados, señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual, o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado para realizar, y no realizó, procedimientos adicionales con el objeto de expresar una opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados dictaminados.

Atentamente,



C.P.C. Erika Regalado García
Auditor Externo
Socia de Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

* * * * *



**Infraestructura Energética
Nova, S.A.P.I de C.V. y
Subsidiarias**

Cartas del artículo 39 de la CUAE



Al Consejo de Administración y Accionistas de
Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

En los términos del Artículo 39 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos publicadas en el Diario Oficial de la Federación ("DOF") del 26 de abril de 2018 y sus modificaciones posteriores (las "Disposiciones") y del Artículo 84 Bis de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado de valores publicadas en el DOF del 19 de marzo de 2003 y sus modificaciones posteriores (la "Circular Única de Emisoras"), en mi carácter de auditor externo de los Estados Financieros Consolidados al y por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 (los "Estados Financieros") de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. (la "Emisora") y Subsidiarias, manifestamos lo siguiente:

- i. Que expreso mi consentimiento para que la Emisora incluya en el reporte anual 2021, el Informe de Auditoría Externa que al efecto emití.
- ii. Lo anterior en el entendido de que previamente me cercioré de que la información contenida en los Estados Financieros Consolidados incluidos en el reporte anual 2021, así como cualquier otra información financiera comprendida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados Estados Financieros Consolidados o del Informe de Auditoría que presenté coincide con la auditada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Atentamente,



C.P.C. Erika Regalado García
Apoderado y Auditor Externo
Socia de Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

29 de abril de 2022



**Infraestructura Energética
Nova, S. A. P. I. de C. V. y
Subsidiarias**

Declaración del auditor externo
independiente



DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO INDEPENDIENTE CONFORME AL ARTÍCULO 37 DE LAS DISPOSICIONES

Al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y Subsidiarias.

En los términos del Artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de los estados financieros consolidados al y por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. (la "Emisora") y Subsidiarias, declaro lo siguiente:

- I. La que suscribe declara que cumple con los requisitos señalados en los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, según lo manifiesto en el Documento de Declaración anexo, así como que soy licenciado en contaduría y finanzas con título expedido por la Secretaría de Educación Pública, con certificado emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. número 15319 expedido el 16 de junio de 2018. Asimismo, cuento con número de Registro 18536 en la Administración General de Auditoría Fiscal Federal ("AGAFF") del Servicio de Administración Tributaria ("SAT") expedido el 30 de octubre de 2015. Por otra parte, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C. (el "Despacho") cuenta con número de registro 7433 en la AGAFF del SAT.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión de mi Informe de Auditoría Externa de fecha 25 de abril de 2022, así como de las fechas de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el Artículo 15 de las Disposiciones, cumplimos con los requisitos a que se refieren los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los Artículos 6, 9 y 10, en relación con el Artículo 14 de las Disposiciones.
- III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones.

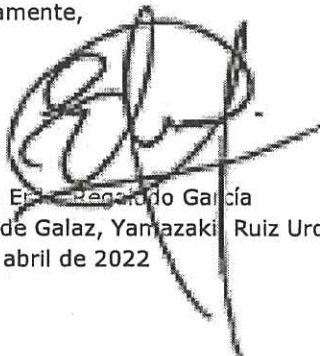
Informo que he realizado la auditoría de los estados financieros consolidados básicos de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias por 3 años; asimismo el despacho en el que laboro "Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C." ha prestado durante 25 años los servicios de auditoría externa.

Mediante este documento, manifiesto mi consentimiento expreso para proporcionar a la Comisión la información que esa nos requiera a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos mencionados.



Asimismo, me obligo a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos mencionados en este manifiesto, físicamente o través de imágenes en formato digital, en medio ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría de Estados Financieros Consolidados Básicos de la Emisora al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Atentamente,



C.P.C. E. Regalado García
Socia de Galaz, Yamazaki Ruiz Urquiza, S.C.
25 de abril de 2022



Declaración del Auditor Externo Independiente a Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias

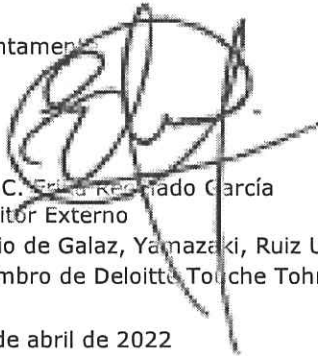
En los términos de los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo independiente de los estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias (la "Emisora") manifiesto lo siguiente:

- Soy Socia del despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz, Urquiza S.C. (el "Despacho"), desde el año 2014.
- Cuento con el registro vigente expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria número 18536 y con la cédula como licenciado en contaduría y finanzas emitido por la Secretaría de Educación Pública 3000919 expedido el 20 de diciembre de 1999.
- Cuento con la experiencia profesional necesaria para desarrollar labores de auditoría externa en los términos de la fracción III del Artículo 4 de las Disposiciones.
- Soy independiente en términos del Artículo 6, Capítulo II de las Disposiciones.
- No he sido expulsada ni estoy suspendida de mis derechos como miembro de la asociación profesional a la que pertenezco.
- No he sido ni estoy condenada por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal.
- No estoy inhabilitada para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil sin que haya sido rehabilitada.
- No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que se requiera para fungir como Auditor Externo Independiente, por causas imputables a mí y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe.
- No he sido ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Emisora o de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- No tengo litigio alguno pendiente con la Emisora o, en su caso, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones. En el **Anexo B**, se incluye manifestación firmada por el Director General del Despacho, dirigida a la Comisión Técnica de Calidad del Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., sobre el cumplimiento con lo dispuesto en la Norma Internacional de Control de Calidad 1 "Control de calidad en las firmas de auditoría que realizan auditorías y revisiones de estados financieros básicos, así como otros encargos que proporcionan un grado de seguridad y servicios relacionados" emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento de la Federación Internacional de Contadores.
- Manifiesto, asimismo, que se ha asignado un socio de revisión de la calidad del compromiso en los términos ("EQCR") de la Norma Internacional de Control de Calidad 1 y la Norma Internacional de Auditoría 220 "Control de calidad de la auditoría de estados financieros", de conformidad con los Artículos 9 y 10 de las Disposiciones.
- El Despacho cuenta con una política actualizada para el archivo de papeles de trabajo de auditoría.
- Yo y el equipo del compromiso cumplimos con las normas profesionales y los requisitos de calidad aplicables y contamos con la capacidad técnica para el desarrollo del trabajo al que hacen referencia las disposiciones aplicables.



- El contenido del Informe de Auditoría Externa y de otros comunicados y opiniones señalados en el Artículo 15 de las Disposiciones, son responsabilidad del Despacho.
- En el supuesto que se identifiquen amenazas a la independencia o incumplimiento a las normas establecidas en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del Artículo 6 de las Disposiciones, éstas se documentarán en los papeles de trabajo de la auditoría.
- No tengo impedimento para participar en labores de auditoría externa para esta Emisora respecto a los años de servicio permitidos.
- No tengo inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora. Así mismo he obtenido confirmación de los socios involucrados en la auditoría y del equipo de auditoría, que ni ellos ni sus cónyuges, concubinas, concubenarios o dependientes económicos mantienen inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora.

Atentamen



C.P.C. Ricardo García
Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

25 de abril de 2022

* * * * *





Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

COMISIÓN NACIONAL BANCARIA Y DE VALORES

Vicepresidencia de Supervisión Bursátil
Dirección General Adjunta de Vigilancia de Emisoras
Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte, Piso 7,
Col. Guadalupe Inn, C.P. 01020,
Ciudad de México, México.

Atención: **C.P. Jorge Armando Sánchez Pasaye**
Director General Adjunto de Vigilancia de
Emisoras

Asunto: Aviso de contratación del Despacho para la
prestación de servicios distintos al de
auditoría externa de sus Estados Financieros
Básicos.

Roberto Rubio Macías, en nombre y representación de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y sus subsidiarias (en lo sucesivo "**IEnova**" o la "**Emisora**"), personalidad que tengo debidamente acreditada ante esa Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "**Comisión**"), señalo como domicilio para oír y recibir toda clase de notificaciones y documentos el ubicado en Av. Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24, Col. Juárez, 06600, Ciudad de México, con número de teléfono +525591380100 y autorizo para los mismos efectos y para llevar a cabo cualquier gestión inherente a esta solicitud a los señores René Buentello Carbonell y Rodrigo Cortina, con el debido respeto comparecemos para exponer lo siguiente:

Que con fundamento en el Artículo 19 y demás aplicables de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (la "**CUAE**"), y de conformidad con la Política para la Contratación de Servicios de Auditoría Externa de IEnova (las "**Políticas**"), en términos de lo anterior, por este medio se informa a la Comisión que con fecha 25 de abril de 2022, mediante resoluciones unánimes adoptadas fuera de sesión, el Consejo de Administración de IEnova aprobó que el despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembros de *Deloitte Touche Tohmatsu Limited* (el "**Despacho**") le



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

preste a IEnova los servicios adicionales en general, (los “**Servicios Adicionales**”) siguientes:

- Servicios relacionados con ofertas públicas de Valores en México o en el extranjero.
- Asesoría en la respuesta a reguladores en México o en el extranjero respecto a comentarios sobre los estados financieros emitidos.
- Preparación de comunicaciones en su carácter de Auditor Externo como respuesta a requerimientos de reguladores relacionados a su rol como Auditor Externo.
- Atención a reuniones solicitadas por reguladores en su carácter de Auditor Externo.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría solicitados por los diferentes reguladores o por requerimientos particulares de la Emisora.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría relacionados con el cumplimiento de leyes, regulaciones o requeridos por acuerdos contractuales.
- Auditorías o revisiones especiales de control interno.
- Asesoría en la documentación de procesos del control interno, incluyendo la documentación de flujogramas, narrativas, matrices de riesgo y de control de las actividades diseñadas y realizadas por las compañías. En ningún momento este trabajo podrá incluir el diseño o implementación de alguna actividad de control interno, ni recomendaciones de mejora sobre los mismos.
- Asesoría en relación con investigaciones de presuntos actos fraudulentos
- Emisión de informes sobre el resultado de procedimientos previamente acordados.
- Revisión de cumplimiento sobre aspectos fiscales (revisión de declaraciones anuales, pagos provisionales, etc.).
- Servicios de precios de transferencia para fines fiscales.
- Auditorías en materias de seguridad social, INFONAVIT y contribuciones locales y las aplicables en otros países.
- Auditorías o revisiones de cuentas contables o aspectos específicos, tales como derivados, impuestos diferidos, entre otras.
- Revisiones trimestrales para la emisión de informes de revisión limitada.
- Auditorías de balances generales iniciales de compañías adquiridas.
- Emisión de dictámenes fiscales.
- Impartición de cursos en temas contables, fiscales, control interno, riesgos, entre otros.
- Todos aquellos servicios relacionados al de auditoría externa de estados financieros siempre y cuando no comprometa la independencia del auditor externo ni genere conflicto de intereses.
- Asesoría en general sobre disposiciones fiscales.
- Auditorías de compra o *due dilligence*.



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

- Diagnósticos, revisiones especiales y servicios de asesoramiento sobre aspectos de controles generales de sistemas, *cyber-security*, *disaster recovery plan*, seguridad en general y continuidad del negocio.
- Servicios de asesoramiento en materias de riesgos y regulación.
- Asesoría en temas de gobierno corporativo.
- Servicios de asesoría en temas contables.
- Análisis de brechas entre los controles diseñados y el marco de control interno de COSO.

La contraprestación que será pagada al Despacho, en su caso, por la prestación de los Servicios Adicionales no deberá rebasar \$8,099,354 pesos mexicanos.

Así mismo bajo la misma Política, se informa a esa Comisión que los gastos devengados con respecto a los honorarios por los servicios prestados por parte del Despacho a las compañías que forman parte del grupo, ascendieron a \$2.0 millones de dólares durante el año 2021, los cuales consistieron en:

- a. Servicios de auditoría: principalmente los servicios de auditoría de los Estados Financieros Anuales y revisiones de Estados Financieros Intermedios, para su inclusión en la Bolsa Mexicana de Valores y en Singapur, considerando los procedimientos requeridos para la auditoría de la controladora Sempra Infrastructure Partners, LP por USD\$1.8 millones de dólares que representa el 90% del total de honorarios.
- b. Servicios relacionados con la auditoría: los servicios relacionados con la revisión de la información requerida por las autoridades gubernamentales, de acuerdo a procedimientos de información financieros no solicitados por los cuerpos legales o reglamentarios, revisión de informes de Responsabilidad Social Corporativa publicado en la Entidad y aplicación de procedimientos para revisión de reportes y cifras que fueron incluidas en un memorando de oferta por USD\$0.2 millones de dólares que representan el 9% del total de los honorarios.
- c. Servicios de impuestos y otros: los servicios permitidos de acuerdo con la normatividad aplicable se refieren básicamente, atención de requerimientos de la autoridad fiscal y otros servicios; principalmente por emisión de cartas para financiamientos por parte de la Emisora. El monto es por USD \$0.01 millones de dólares que representan el 1% del total de los honorarios.

Por otro lado, la Emisora manifiesta que, hasta donde es de su conocimiento, la contratación y prestación de los Servicios Adicionales, así como el pago de dichos servicios, no afecta la independencia del Despacho ni de los socios de auditoría, en su



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

carácter de Auditores Externos, en términos de la CUAE, dado que son servicios relacionados con la auditoría externa de acuerdo con las normas de auditoría aplicables.

En virtud de lo anteriormente expuesto a esa Comisión atentamente pido se sirva:

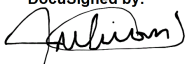
PRIMERO.- Tener por presentada a la Emisora en los términos del presente escrito.

SEGUNDO.- Tener por señalado el domicilio para recibir toda clase de notificaciones y por autorizadas a las personas que se señalan en el proemio del presente escrito para los efectos que ahí se indican.

TERCERO.- Los demás actos que se requieran y que sean inherentes a los señalados en los numerales anteriores.

Atentamente,
Ciudad de México, a 29 de abril de 2022.

LA EMISORA
Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Apoderado

Estados financieros (Dictaminados) por los últimos tres ejercicios y
opiniones del comité de auditoría o informes del comisario por los
últimos tres ejercicios

**Infraestructura Energética Nova,
S. A. P. I. de C. V. (antes
Infraestructura Energética Nova,
S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias**

Estados Financieros Consolidados
por los años que terminaron el 31
de diciembre 2021, 2020 y 2019 e
Informe de los Auditores
Independientes del 25 de abril de
2022

Informe de los auditores independientes al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y subsidiarias

(En millones de dólares estadounidenses)

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias (la Compañía o IEnova), que comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, los estados consolidados de resultados, los estados consolidados de otros resultados integrales, los estados consolidados de cambios en el capital contable y los estados consolidados de flujos de efectivo correspondientes a los años que terminaron en esas fechas, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, así como su desempeño financiero consolidado y flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años que terminaron en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Fundamentos de la opinión

Llevamos a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades bajo esas normas se explican más ampliamente en la sección de *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados* de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el *Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad* del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA) y con el emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (Código de Ética del IMCP), y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con el Código de Ética del IESBA y con el Código de Ética del IMCP. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del período actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones. Hemos determinado que las cuestiones que se describen a continuación son las cuestiones clave de la auditoría que se deben comunicar en nuestro informe.

Prueba de deterioro de del crédito mercantil

Como se menciona en la Nota 2.12. a los estados financieros consolidados, la Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la que se le ha asignado crédito mercantil se prueba anualmente por deterioro, o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la UGE pueda estar deteriorada. Estas pruebas se basan en la estimación del valor recuperable a través de los flujos de efectivo proyectados da cada UGE, asimismo, como se menciona en la Nota 12 a los estados financieros consolidados el crédito mercantil asciende a \$1,638, el cual representa el 15% del total de los activos al 31 de diciembre de 2021 y fue originado principalmente por las compras de IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V. y Ventika I, S. A. P. I. de C. V. y Ventika II, S. A. P. I. de C.V.



Durante el cuarto trimestre de 2021, la Compañía realizó su prueba anual de deterioro del crédito mercantil mediante, la cual utiliza supuestos de negocios y valuación que requieren un alto nivel de juicio, incluyendo tasas de descuento, proyecciones de ingresos y costos a largo plazo. Los asuntos más relevantes probados en nuestra auditoría fueron los siguientes:

- La razonabilidad de la tasa de descuento que la Compañía utilizó en su modelo de valuación.
- La razonabilidad del importe recuperable determinado de cada UGE, incluyendo su valor razonable a través de distintas técnicas de valuación; con apoyo de nuestros especialistas en valuación evaluamos:
 - Si la técnica de valoración es apropiada en el contexto del marco de referencia de reporte financiero aplicable.
 - La razonabilidad de los supuestos de valoración utilizados en el análisis de valoración en el contexto del marco de referencia de reporte financiero aplicable.
 - Los supuestos y variables para la estimación de las tasas de descuento, determinando un rango razonable de tasa de descuento para posteriormente compararla con la utilizada por la Compañía.
 - Realizamos pruebas de sensibilidad para validar los supuestos relevantes (EBITDA y tasa de descuento).

Nuestros procedimientos de auditoría se centraron en probar los controles relevantes (diseño, implementación y eficacia operativa) respecto a los riesgos identificados con base en nuestra evaluación de este rubro, realizamos procedimientos sustantivos sobre los supuestos relevantes (EBITDA y tasa de descuento) utilizados por la Compañía en su prueba anual de deterioro del crédito mercantil, comprándolos principalmente contra los datos históricos y contra los contratos firmados con clientes.

Prueba de deterioro de activos de larga duración

Como se menciona en la Nota 13 a los estados financieros consolidados, durante el año, como resultado de una revisión de la Administración de la Compañía se identificaron sobrecostos en las construcciones de las terminales del Estado de México y Puebla, la Compañía llevó a cabo una revisión del monto recuperable de cada UGE (a nivel de cada terminal). La revisión condujo al reconocimiento de una pérdida por deterioro en el estado consolidado de resultados, en el rubro "Deterioro de activos de larga duración" por un monto de \$46 para la terminal del Estado de México y \$62 para la terminal de Puebla.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la Compañía realizó la prueba de deterioro de estos activos de larga duración, la cual utiliza supuestos de negocios y valuación que requieren un alto nivel de juicio, incluyendo tasas de descuento, proyecciones de ingresos y costos a largo plazo. Los asuntos más relevantes probados en nuestra auditoría fueron los siguientes:

- La razonabilidad de la tasa de descuento que la Compañía utilizó en su modelo de valuación.
- La razonabilidad del importe recuperable determinado de cada activo de larga duración, incluyendo su valor razonable a través de distintas técnicas de valuación; con apoyo de nuestros especialistas en valuación evaluamos:
 - Si la técnica de valoración es apropiada en el contexto del marco de referencia de reporte financiero aplicable.
 - La razonabilidad de los supuestos de valoración utilizados en el análisis de valoración en el contexto del marco de referencia de reporte financiero aplicable.
 - Los supuestos y variables para la estimación de las tasas de descuento, determinando un rango razonable de tasa de descuento para posteriormente compararla con la utilizada por la Compañía.
 - Realizamos pruebas de sensibilidad para validar los supuestos relevantes (EBITDA y tasa de descuento).

Nuestros procedimientos de auditoría se centraron en probar los controles relevantes (diseño, implementación y eficacia operativa) respecto a los riesgos identificados con base en nuestra evaluación de los activos de larga duración, realizamos procedimientos sustantivos sobre los supuestos relevantes (EBITDA y tasa de descuento) utilizados por la Compañía en su prueba de deterioro, comprándolos principalmente contra los contratos firmados con clientes y dando razonabilidad a los costos incluidos en el análisis de valuación.



Otra información

La administración de la Compañía es responsable por la otra información. La otra información comprenderá la información que será incorporada en el Reporte Anual, pero no incluye los estados financieros consolidados y nuestro informe de auditoría sobre los mismos. Se espera que el Reporte Anual esté disponible para nosotros después de la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubrirá la otra información y nosotros no expresaremos ninguna forma de seguridad sobre ella.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad será leer la otra información cuando esté disponible, y cuando lo hagamos, considerar si la otra información ahí contenida es inconsistente en forma material con los estados financieros consolidados o nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o que parezca contener un error material. Cuando leamos el Reporte Anual, si concluimos que hay un error material en este, estamos obligados a comunicar el asunto a los encargados del gobierno corporativo, asimismo, cuando leamos el Reporte Anual emitiremos la declaratoria sobre su lectura, requerida en el Artículo 33 Fracción I, inciso b) numeral 1.2. de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras y a otros Participantes del Mercado de Valores en México y al Instructivo que acompaña esas disposiciones.

Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno de la Compañía en relación con los estados financieros consolidados

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de los estados financieros consolidados libres de error material, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Compañía en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si la administración tiene intención de liquidar la Compañía o detener sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la Compañía son responsables de la supervisión del proceso de información financiera consolidada de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de errores materiales, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte un error material cuando existe. Los errores pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyen en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría ejecutada de conformidad con las NIA, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. Nosotros también:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección material de los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos, y obtuvimos evidencia de auditoría que es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía.



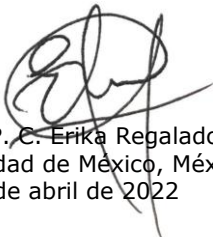
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización por la administración, de la norma contable de empresa en funcionamiento y, basándose en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y eventos relevantes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las compañías o actividades empresariales dentro de la Compañía para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría de la Compañía. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno de la Compañía en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de la realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa en el control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la Compañía una declaración de que hemos cumplido con los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y les hemos comunicado acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar nuestra independencia, y en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicaciones con los responsables del gobierno de la Compañía, determinamos que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y que son en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en este informe de auditoría, salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited



C. P. C. Erika Regalado García
Ciudad de México, México
25 de abril de 2022



Índice

Nota		Página
1	Información general y eventos relevantes	12
2	Principales políticas contables	31
3	Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres	50
4	Efectivo y equivalentes de efectivo	52
5	Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	52
6	Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables	54
7	Inventarios de gas natural	59
8	Arrendamientos	59
9	Otros activos	64
10	Inversión en negocios conjuntos	65
11	Adquisición de activos	73
12	Crédito mercantil	76
13	Propiedad, planta y equipo, neto	75
14	Activos intangibles	77
15	Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	78
16	Beneficios a los empleados	79
17	Otros pasivos financieros	80
18	Otros pasivos	81
19	Provisiones	84
20	Bonos de carbono	82
21	Deuda a corto plazo	86
22	Deuda a largo plazo	85
23	Instrumentos financieros	88
24	Impuestos a la utilidad	101
25	Capital contable	107
26	Dividendos decretados	108
27	Información por segmentos	111
28	Ingresos	113
29	Ingresos por interés	117
30	Gastos de operación, administración y otros gastos	118
31	Otras ganancias (pérdidas), netas	118
32	Costos financieros	119
33	Depreciación y amortización	119
34	Utilidad por acción básica y diluida	119
35	Compromisos	120
36	Contingencias	133
37	Aplicación de las IFRS nuevas y revisadas	138
38	Eventos posteriores a la fecha de reporte	141
39	Autorización de la emisión de los Estados Financieros Consolidados	143
40	Oficinas registradas	143

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V.
(antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias

Estados Consolidados de Posición Financiera

(En miles de dólares estadounidenses)

Activos	Notas	31 de diciembre 2021	31 de diciembre 2020	31 de diciembre 2019
Activos circulantes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	4, 23	\$ 199,105	\$ 291,993	\$ 57,966
Efectivo restringido	4, 23	16,747	21,655	30,844
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 23	23,786	13,813	11,354
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	5, 23, 28	200,919	182,587	139,407
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6, 23	56,062	30,976	36,394
Impuestos a la utilidad por recuperar	24	53,680	69,596	22,061
Inventario de gas natural	7	26,531	5,946	8,270
Instrumentos financieros derivados	23	1,270	156	10,267
Impuesto al valor agregado por recuperar		155,843	128,593	132,886
Bonos de carbono	20	8,592	47,439	6,444
Otros activos	9	30,114	16,876	9,688
Total de activos circulantes		772,649	809,630	465,581
Activos no circulantes:				
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6, 23	654,723	787,183	744,609
Instrumentos financieros derivados	23	6,779	1,246	6,974
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 23	961,749	926,795	921,270
Impuestos a la utilidad diferidos	24	124,967	100,650	89,898
Inversiones en negocios conjuntos	10	894,850	783,428	625,802
Propiedad, planta y equipo, neto	13, 27	5,321,869	5,048,512	4,637,962
Activos por derecho de uso, neto	8	127,439	155,261	175,841
Bonos de carbono	20	20,461	6,457	30,083
Activos intangibles, neto	14	290,449	170,993	180,867
Crédito mercantil	12	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Efectivo restringido	4, 23	2,683	2,688	2,692
Otros activos	9	71,331	35,490	32,836
Total de activos no circulantes		10,115,391	9,656,794	9,086,925
Total de activos	27	\$ 10,888,040	\$ 10,466,424	\$ 9,552,506

(Continúa)

Pasivos y Capital contable	Notas	31 de diciembre	31 de diciembre	31 de diciembre
		2021	2020	2019
Pasivos circulantes:				
Deuda a corto plazo	21	\$ 1,062,044	\$ 839,287	\$ 1,235,379
Cuentas por pagar	15, 23	130,425	90,673	154,936
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6, 23	72,944	61,817	24,471
Impuestos a la utilidad	24	99,462	28,860	62,699
Arrendamientos	8	3,073	2,813	2,654
Instrumentos financieros derivados	23	9,545	25,223	15,071
Otros pasivos financieros	17, 23	44,082	36,847	26,218
Provisiones	19	2,346	4,952	—
Otros impuestos por pagar		76,025	22,570	31,878
Bonos de carbono	20	8,592	47,439	6,444
Otros pasivos	18	150,011	78,895	33,782
Total de pasivos corrientes		1,658,549	1,239,376	1,593,532
Pasivos no circulantes:				
Deuda a largo plazo	22, 23	2,403,697	2,838,711	1,818,331
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6, 23	287,126	272,857	233,597
Arrendamientos	8	66,264	86,078	101,788
Impuestos a la utilidad diferidos	24	572,798	604,229	565,957
Bonos de carbono	20	20,048	—	29,843
Provisiones	19	133,047	108,478	84,842
Instrumentos financieros derivados	23	132,429	159,812	140,860
Beneficios a los empleados	16	12,422	12,635	9,901
Otros pasivos financieros		—	4,998	—
Otros pasivos a largo plazo	18, 28	27,988	17,453	16,618
Total de pasivos no circulantes		3,655,819	4,105,251	3,001,737
Total de pasivos	27	5,314,368	5,344,627	4,595,269
Capital contable:				
Capital social	25	743,501	743,501	955,239
Prima en emisión de acciones	25	2,320,677	2,320,385	2,342,883
Otros resultados integrales acumulados		(118,958)	(186,241)	(130,919)
Utilidades retenidas		2,628,525	2,239,395	1,777,280
Total de capital contable atribuible a la participación controladora		5,573,745	5,117,040	4,944,483
Participación no controladora		(73)	4,757	12,754
Total de capital contable		5,573,672	5,121,797	4,957,237
Compromisos y contingencias	35, 36	—	—	—
Eventos posteriores a la fecha de reporte	38	—	—	—
Total de pasivos y capital contable		\$ 10,888,040	\$ 10,466,424	\$ 9,552,506

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V.
(antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias

Estados Consolidados de Resultados

(En miles de dólares estadounidenses, excepto por los montos de acciones)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2021	2020	2019
		(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)
Ingresos	23, 27, 28	\$ 1,841,473	\$ 1,261,301	\$ 1,379,256
Costo de ingresos	27	(679,831)	(297,901)	(391,093)
Gastos de operación, administración y otros gastos	30	(298,909)	(234,688)	(210,325)
Depreciación y amortización	13, 27, 33	(212,904)	(161,972)	(155,799)
Deterioro de activos de larga duración	13	(108,776)	—	—
Ingresos financieros	27, 29	53,606	58,513	45,665
Costos financieros	27, 32	(212,760)	(144,319)	(132,849)
Otras (pérdidas) ganancias, neto	31	(28,505)	(31,764)	25,619
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	24	353,394	449,170	560,474
Gasto por impuestos a la utilidad	24, 27	(104,574)	(145,936)	(132,558)
Participación en la utilidad de negocios conjuntos	10, 27	140,237	157,832	39,769
Utilidad del año	27	<u>\$ 389,057</u>	<u>\$ 461,066</u>	<u>\$ 467,685</u>
Atribuible a:				
Participación controladora	34	389,130	462,115	468,241
Participación no controladora		(73)	(1,049)	(556)
		<u>\$ 389,057</u>	<u>\$ 461,066</u>	<u>\$ 467,685</u>
Utilidad por acción:				
Utilidad por acción básica y diluida	34	N/A	<u>\$ 0.31</u>	<u>\$ 0.31</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I de C. V.
(antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias

Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2021	2020	2019
Utilidad neta del periodo	27	\$ 389,057	\$ 461,066	\$ 467,685
Partidas que no serán reclasificadas a resultados:				
Remediación de los pasivos por planes de beneficios definidos	16	497	(393)	(1,057)
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la remediación de los pasivos por planes de beneficios definidos		(149)	118	317
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados, neto de impuestos		<u>348</u>	<u>(275)</u>	<u>(740)</u>
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados:				
Ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		55,046	(29,382)	(9,727)
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		(16,514)	8,811	2,918
Ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		54,323	(36,223)	(41,321)
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		(16,298)	10,867	12,396
(Pérdida) ganancia cambiaria en conversión de operaciones en moneda extranjera		<u>(9,622)</u>	<u>(9,120)</u>	<u>9,660</u>
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados		<u>66,935</u>	<u>(55,047)</u>	<u>(26,074)</u>
Otras utilidades (pérdidas) integrales del periodo		<u>67,283</u>	<u>(55,322)</u>	<u>(26,814)</u>
Total de utilidad integral del periodo		<u>\$ 456,340</u>	<u>\$ 405,744</u>	<u>\$ 440,871</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		456,413	406,793	441,427
Participación no controladora		<u>(73)</u>	<u>(1,049)</u>	<u>(556)</u>
		<u>\$ 456,340</u>	<u>\$ 405,744</u>	<u>\$ 440,871</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V.
(antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias
Estados Consolidados de Cambios en el Capital Contable
(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Capital social	Prima en emisión de acciones	Acciones en tesorería	Otras partidas de pérdida integral acumulada	Utilidades retenidas	Total de la participación controladora	Participación no controladora	Total
Saldos al 1 de enero de 2019	25	\$ 963,272	\$ 2,351,801	\$ (7,190)	\$ (104,105)	\$1,536,662	\$ 4,740,440	\$ 13,310	\$4,753,750
Utilidad del periodo	27	—	—	—	—	468,241	468,241	(556)	467,685
Remediación de los pasivos por planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	16	—	—	—	(740)	—	(740)	—	(740)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuesto a la utilidad		—	—	—	(6,809)	—	(6,809)	—	(6,809)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(28,925)	—	(28,925)	—	(28,925)
Diferencias cambiarias por conversión de operaciones extranjeras		—	—	—	9,660	—	9,660	—	9,660
Total de (pérdida) utilidad integral del periodo		—	—	—	(26,814)	468,241	441,427	(556)	440,871
Recompra de acciones ordinarias, neta		—	—	(9,761)	—	—	(9,761)	—	(9,761)
Cancelación de acciones en tesorería		(8,033)	(8,918)	16,951	—	—	—	—	—
Disminución en inversión en negocio conjunto		—	—	—	—	(7,623)	(7,623)	—	(7,623)
Dividendos pagados	26	—	—	—	—	(220,000)	(220,000)	—	(220,000)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	25	<u>\$ 955,239</u>	<u>\$ 2,342,883</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (130,919)</u>	<u>\$1,777,280</u>	<u>\$ 4,944,483</u>	<u>\$ 12,754</u>	<u>\$4,957,237</u>
Utilidad del periodo	27	—	—	—	—	462,115	462,115	(1,049)	461,066
Remediación de los pasivos por planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	16	—	—	—	(275)	—	(275)	—	(275)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuesto a la utilidad		—	—	—	(20,571)	—	(20,571)	—	(20,571)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(25,356)	—	(25,356)	—	(25,356)
Diferencias cambiarias por conversión de operaciones extranjeras		—	—	—	(9,120)	—	(9,120)	—	(9,120)
Total de (pérdida) utilidad integral del periodo		—	—	—	(55,322)	462,115	406,793	(1,049)	405,744
Recompra de acciones ordinarias		—	—	(230,990)	—	—	(230,990)	—	(230,990)
Cancelación de acciones en tesorería		(211,738)	(19,252)	230,990	—	—	—	—	—
Adquisición de participación no controladora	10	—	(3,246)	—	—	—	(3,246)	(6,948)	(10,194)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	25	<u>\$ 743,501</u>	<u>\$ 2,320,385</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (186,241)</u>	<u>\$2,239,395</u>	<u>\$ 5,117,040</u>	<u>\$ 4,757</u>	<u>\$5,121,797</u>
Utilidad del periodo	27	—	—	—	—	389,130	389,130	(73)	389,057
Remediación de los pasivos por planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	348	—	348	—	348
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuesto a la utilidad		—	—	—	38,532	—	38,532	—	38,532
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	38,025	—	38,025	—	38,025
Diferencias cambiarias por conversión de operaciones extranjeras		—	—	—	(9,622)	—	(9,622)	—	(9,622)
Total de utilidad (pérdida) integral del periodo		—	—	—	67,283	389,130	456,413	(73)	456,340
Adquisición y otros		—	2,246	—	—	—	2,246	—	2,246
Adquisición de participación no controladora	10	—	(1,954)	—	—	—	(1,954)	(4,757)	(6,711)
Saldo al 31 de diciembre del 2021	25	<u>\$ 743,501</u>	<u>\$ 2,320,677</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (118,958)</u>	<u>\$2,628,525</u>	<u>\$ 5,573,745</u>	<u>\$ (73)</u>	<u>\$5,573,672</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V.
(antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2021	2020	2019
Flujos de efectivo de actividades de operación:				
Utilidad del periodo	27	\$ 389,057	\$ 461,066	\$ 467,685
Ajustes por:				
Gasto por impuestos a la utilidad	24, 27	104,574	145,936	132,558
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, netas de impuestos a la utilidad	10, 27	(140,237)	(157,832)	(39,769)
Costos financieros	27, 32	212,760	144,319	132,849
Ingresos financieros	27, 29	(53,606)	(58,513)	(45,665)
Pérdida en baja de propiedad, planta y equipo		1,127	918	5,900
Pérdida (ganancia) por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		44	(12)	96
Depreciación y amortización	13, 27, 33	212,904	161,972	155,799
Pérdida por deterioro en activos de larga duración	13	108,776	—	—
Pérdida (ganancia) cambiaria, no realizada		27,379	32,650	(27,117)
Pérdida (ganancia) por valuación de instrumentos financieros derivados		9,776	1,862	(1,559)
Otros		—	—	9
		872,554	732,366	780,786
Movimientos en el capital de trabajo:				
(Incremento) disminución en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(81,844)	(43,067)	32,938
(Incremento) disminución en inventarios de gas natural, neto		(20,585)	2,324	(4,754)
(Incremento) disminución en otros activos		(33,491)	(23,247)	52,741
Incremento (disminución) en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		70,995	(36,281)	(24,939)
(Disminución) incremento en provisiones		(41,771)	18,326	(36,703)
Incremento en otros pasivos		90,663	52,781	25,707
Efectivo generado por actividades de operación		856,521	703,202	825,776
Impuestos a la utilidad pagados		(103,607)	(179,860)	(119,122)
Flujo neto de efectivo generado por actividades de operación		752,914	523,342	706,654

(Continúa)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2021	2020	2019
Flujos de efectivo de actividades de inversión:				
Adquisición de Energía Sierra Juárez, neto de efectivo adquirido	11	(64,971)	—	—
Aportaciones de capital en negocios conjuntos	10	(14,788)	(32,475)	(49,107)
Reembolso de capital en negocios conjuntos	10	4,000	7,578	1,955
Intereses recibidos		46,507	55,529	18,892
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y otros	13	(299,085)	(560,728)	(613,624)
Préstamos otorgados a partes relacionadas	6	(22,891)	(88,694)	(20,726)
Cobros de préstamos otorgados a partes relacionadas	6	39,487	2,136	7,607
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		<u>(311,741)</u>	<u>(616,654)</u>	<u>(655,003)</u>
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:				
Adquisición de participación no controladora		(6,711)	(10,441)	—
Intereses pagados		(134,590)	(119,095)	(133,792)
Préstamos recibidos de partes relacionadas	6	39,500	64,000	155,396
Pagos de préstamos recibidos de partes relacionadas	6	(38,460)	—	(267,768)
Préstamos recibidos de instituciones financieras	21	1,101,000	1,111,000	1,477,433
Pagos de líneas de crédito con instituciones financieras	21, 22	(1,489,786)	(1,249,424)	(967,431)
Pagos por arrendamiento	37	(11,051)	(11,269)	(27,440)
Pagos por recompra de acciones	25	—	(230,990)	(9,761)
Flujos de endeudamiento de la emisión de Notas Senior	22	—	800,000	—
Costos de emisión deuda	21	(728)	(29,959)	—
Dividendos pagados	26	—	—	(220,000)
Efectivo neto (utilizado) generado por actividades de financiamiento		<u>(540,826)</u>	<u>323,822</u>	<u>6,637</u>
(Disminución) incremento neto en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido		<u>(99,653)</u>	<u>230,510</u>	<u>58,288</u>
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al inicio del periodo		316,336	91,502	78,047
Efectos por cambios en el valor del efectivo en moneda extranjera		1,852	(5,676)	(44,833)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al final del periodo		<u>218,535</u>	<u>316,336</u>	<u>91,502</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C.V. (antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019
(En miles de dólares estadounidenses, excepto en donde se indique lo contrario)

1. Información general y eventos relevantes

1.1. Información general

Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. (antes Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.) y Subsidiarias (en su conjunto, "IEnova" o la "Compañía") han sido constituidas y tienen domicilio principalmente en México. La matriz y última controladora es Sempra Energy ("Compañía Controladora"), la cual está constituida y tiene su domicilio en los Estados Unidos de América ("Estados Unidos"). Su domicilio social y el lugar principales en donde opera se encuentra descritos en la Nota 40.

1.2. Eventos relevantes

1.2.1. Incremento y extensión del contrato de crédito revolvente

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio para i) aumentar el monto de la línea de crédito (Ver Nota 21.a) a la cantidad de \$1.5 billones, ii) ampliar la vigencia del mismo, de agosto de 2020 a febrero de 2024 y iii) incluir a JP Morgan Chase Bank, N. A. y Credit Agricole Corporate y Investemnt Bank en el sindicato de acreedores y iv) un cambio en la tasa de interés.

1.2.2. Contrato de crédito revolvente

El 11 de abril de 2019, la Compañía celebró un contrato de crédito en cuenta corriente con Scotiabank, por hasta \$100,000. La vigencia es por tres años.

1.2.3. Carta de Crédito Standby a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE")

El 12 de abril de 2019, Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V. ("IMG") inversión en negocio conjunto ("JV" por sus siglas en inglés) entre la Compañía y TC Energy Corporation ("TC Energy") emitió una carta de crédito a la CFE por un monto de \$84,464 por cargos fijos por capacidad de tres meses o cualquier penalidad por el periodo de fuerza mayor, a partir del 14 de abril de 2019. Este monto representa el 100 por ciento de participación que la Compañía tiene en IMG. La carta de crédito venció el 12 de octubre de 2019, a partir de tal fecha es prorrogable por períodos adicionales de 90 días hasta el 14 de julio de 2020.

1.2.4. Plan de expansión

El 4 de junio de 2019, Ecogas México, S. de R. L. de C. V., ("ECO"), subsidiaria de IEnova, anunció un plan de expansión mediante el cual conectará cerca de 40 mil nuevos usuarios en los próximos dos años, con una inversión de \$80,000 (\$1.5 millones de pesos mexicanos).

1.2.5. Gasoducto Marino South of Texas-Tuxpan

En junio de 2019, IMG terminó la construcción del Gasoducto Marino South of Texas-Tuxpan y estaba listo para comenzar las operaciones comerciales. El gasoducto recibió pagos de fuerza mayor desde noviembre de 2018 hasta abril de 2019. Para poner el gasoducto en servicio, IMG requiere el certificado de aceptación de CFE.

Además, en junio de 2019, IMG recibió una solicitud de arbitraje de CFE a través de la cual solicitó la anulación de ciertas cláusulas contractuales que se refieren a las responsabilidades de las partes en casos fortuitos o de fuerza mayor, así como reembolsos y pagos aplicables a dichos eventos.

En septiembre 2019, la Compañía suscribió un acuerdo con la CFE respecto al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural correspondientes al Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan. Por medio de este acuerdo, se estableció una nueva estructura de tarifas y se extendió el plazo por 10 años. Dicho acuerdo satisface los intereses de ambas partes manteniendo la integridad y rentabilidad de los contratos originales.

El 17 de septiembre de 2019, IMG anunció la entrada en operación comercial del Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan.

1.2.6. Nuevo contrato bilateral de crédito revolvente

El 23 de septiembre de 2019, la Compañía celebró un contrato de crédito en cuenta corriente con The Bank of Nova Scotia (“BNS”) por hasta \$280,000. La vigencia es por dos años.

1.2.7. Contratos de crédito de largo plazo

El 19 de noviembre de 2019, en relación con la Nota 22.h, la Compañía celebró contratos de crédito con una vigencia de 15 años por \$200,000 con International Finance Corporation (“IFC”), miembro del World Bank Group y North American Development Bank (“NADB”).

El 13 de marzo de 2020, la Compañía informó que U.S. International Development Finance Corporation (“DFC”) aprobó un financiamiento de largo plazo para IEnova hasta por \$241,000. Esta financiación a largo plazo se acordó y los fondos se recibieron en junio de 2020.

El 26 de marzo de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por \$100,000 con Japan International Cooperation Agency (“JICA”).

Estos préstamos serán parte de la estructura de financiamiento que la Compañía firmó en noviembre de 2019 con IFC y NADB.

Los fondos se utilizarán para financiar y/o refinanciar la construcción del portafolio de proyectos de generación solar de IEnova.

1.2.8. Emisión privada de notas garantizadas realizada por TAG

El 16 de diciembre de 2019, de acuerdo con el crédito mencionado en la Nota 10.4., el accionista principal del gasoducto Los Ramones Norte II y JV entre la Compañía y Brookfield Asset Management Inc. (“Brookfield”), emitió notas garantizadas a un plazo de 20 años, por \$332,000 en una colocación privada internacional suscrita en su totalidad por inversionistas de Estados Unidos Alemania, Francia y Canadá, que incluyen afiliadas y clientes de Allianz Global Investors.

1.2.9. Incremento de Capital de ICM Ventures Holdings, B.V. (“ICM”)

El 23 de enero de 2020, IEnova realizó una contribución de capital a ICM por \$3,300.

1.2.10. Adquisición de participación no controladora

El 28 de abril de 2020, IEnova adquirió 10 por ciento adicional en el proyecto solar de Tepezalá por un monto de \$1,100 incrementando su participación a 100 por ciento.

1.2.11. Cambios en la regulación de Energías Renovables

El 29 de abril de 2020, el Centro Nacional de Control de Energía (“CENACE”) de México emitió una orden que asegura salvaguardará la red eléctrica nacional de México de las interrupciones que pueden ser causadas por proyectos de energía renovable. La orden suspende todas las pruebas preoperatorias legalmente obligatorias que serían necesarias para que los nuevos proyectos de energía renovable comiencen a operar y evita que dichos proyectos se conecten a la red eléctrica nacional hasta nuevo aviso. Los proyectos de IEnova afectados por la orden presentada para protección legal a través de demandas de amparo (demanda de protección constitucional), y en junio de 2020, recibieron una medida cautelar permanente hasta que las demandas son resueltas por los tribunales. No se espera que Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. (“ESJ”) se vea afectado porque no se está interconectado a la red eléctrica mexicana.

El 15 de mayo de 2020, la Secretaría de Energía de México (“SENER”) publicó una resolución para establecer pautas destinadas a garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de electricidad de la red nacional al reducir la amenaza que, según afirma, es causada por energía limpia e intermitente. La resolución cambia significativamente la política de México sobre energía renovable e incluye los siguientes elementos clave:

- proporciona instalaciones de generación de electricidad no renovables, principalmente plantas de energía no renovables, acceso preferencial o acceso más fácil a la red eléctrica nacional de México, al tiempo que aumenta las restricciones de acceso a la red por parte de las instalaciones de energía renovable;
- otorga a la CRE y al CENACE una amplia autoridad para aprobar o denegar permisos y solicitudes de interconexión de productores de energía renovable; y
- impone medidas restrictivas en el sector de las energías renovables, incluido el requisito de que todos los permisos y acuerdos de interconexión incluyan una cláusula de terminación anticipada en caso de que el proyecto de energías renovables no realice ciertas mejoras adicionales, a solicitud de la CRE o CENACE, de acuerdo con un acuerdo específico calendario.

Los proyectos de energía renovable de IEnova, incluidos aquellos en construcción y en servicio, presentaron reclamos de amparo el 26 de junio de 2020 y recibieron medidas cautelares permanentes el 17 de julio de 2020. Además, el 22 de junio de 2020, la Comisión Federal de Competencia Económica (“COFECE”), el regulador antimonopolio de México, presentó una queja con la Corte Suprema de México contra la resolución de SENER. La queja de COFECE fue confirmada por el tribunal y, a la espera de la decisión final del tribunal, la decisión suspende indefinidamente la resolución publicada en mayo de 2020.

El 28 de mayo de 2020, la CRE aprobó una actualización de las tarifas de transmisión incluidas en los contratos de energía renovable y cogeneración heredados, basándose en la afirmación de que las tarifas de transmisión heredadas no reflejaban costos justos y proporcionales para proporcionar los servicios aplicables y, por lo tanto, crearon condiciones competitivas injustas. Para las instalaciones o proyectos de IEnova que actualmente son titulares de dichos contratos heredados, cualquier aumento en las tasas de transmisión se transmitirá directamente a sus clientes.

IEnova y otras compañías afectadas por estas nuevas órdenes y regulaciones han impugnado las órdenes y regulaciones al presentar demandas de amparo, algunas de las cuales han recibido una medida cautelar temporal o permanente. Las medidas cautelares ordenadas por el tribunal brindan seguridad hasta que el Tribunal Federal de Distrito de México finalmente resuelva los reclamos de amparo, cuyo momento es incierto. Una decisión final desfavorable sobre estos desafíos de amparo, pueden afectar nuestra capacidad de operar nuestras instalaciones eólicas y solares, lo que podría tener un impacto adverso inmaterial a los resultados de operación y flujos de efectivo, así como nuestra capacidad de recuperar los valores de nuestros libros de nuestras inversiones en energía renovable en México.

En octubre de 2020, la CRE aprobó una resolución para modificar las reglas para la inclusión de nuevos socios autoabastecidos de permisos de generación y autoabastecimiento (la Resolución de Autoabastecimiento), que entró en vigencia de inmediato.

La Resolución de Autoabastecimiento prohíbe a los titulares de permisos de autoabastecimiento agregar nuevos socios autoabastecidos que no estaban incluidos en los planes originales de desarrollo o expansión, hacer modificaciones a la cantidad de energía asignada a los socios autoabastecidos nombrados e incluir centros de carga que hayan celebrado un acuerdo de suministro bajo Ley de la Industria Eléctrica de México. Don Diego Solar y Border Solar y las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika son titulares de permisos de autoabastecimiento y se ven afectados por la Resolución de Autoabastecimiento. Si IEnova no puede obtener protección legal para estas instalaciones afectadas, IEnova espera vender la capacidad de Border Solar y una parte de la capacidad de Don Diego Solar afectada por la Resolución de Autoabastecimiento en el mercado. Actualmente, los precios en el mercado al contado son significativamente más bajos que los precios fijos en los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica (“PPA” por sus siglas en inglés) que se firmaron mediante permisos de autoabastecimiento. IEnova presentó demandas contra la Resolución de Autoabastecimiento y está evaluando la forma de obtener medidas cautelares que permitirían a Don Diego y Border Solar entregar energía eléctrica a sus socios autoabastecidos mientras se llega a una decisión final en las demandas que ha presentado.

Adicionalmente, Border y Don Diego Solar interpusieron un *amparo* contra las más recientes suspensiones de plazos de la CRE por COVID. En ese sentido, la Corte dictó medidas cautelares contra dicha suspensión y ordenó a la CRE continuar con los trámites pendientes a pesar de COVID. Border y Don Diego esperan que la CRE cumpla con la orden de la Corte.

1.2.12. *Emisión internacional de Senior Notes*

El 15 de septiembre de 2020, IEnova obtuvo \$800,000 relacionados con un Senior Notes oferta internacional, los pagarés fueron ofrecidos y vendidos en una colocación privada a compradores institucionales calificados en los Estados Unidos de conformidad con la Regla 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, reformada (la “Ley de Valores”). Las notas devengan intereses a una tasa de 4.75 por ciento, con pagos semestrales de intereses iniciando en julio 2021, con vencimiento en 2051. Las Senior Notes recibieron una calificación de grado de inversión de Fitch Ratings (BBB), Moody's Corporation (“Moody's”) (Baa2) y Standard & Poor's Global Ratings (“S&P”) (BBB). La Compañía utilizó los ingresos netos de la oferta para pagar la deuda pendiente a corto plazo, con el resto para fines corporativos generales. Las Senior Notes no podrán ser ofrecidas o vendidas en México sin autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”) de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores y toda las regulaciones aplicables y el debido registro de las Senior Notes en el Registro Nacional de Valores mantenido por la CNBV; o en los Estados Unidos sin registro bajo la Ley de Valores o una exención de registro de la misma.

1.2.13. *Implementación de nuevo sistema de planificación de recursos empresariales (“ERP”, por sus siglas en inglés)*

En enero de 2021, IEnova implementó un nuevo sistema empresarial (sistema ERP) para reemplazar su sistema anterior. La implementación mejora la seguridad del acceso de los usuarios y aumenta la automatización de los controles internos en los ciclos de informes financieros, administrativos y de contabilidad de la Compañía. La administración ha tomado medidas para garantizar que los controles se diseñaron e implementaron adecuadamente en relación con la integración y la transición al nuevo sistema ERP. En el tercer trimestre de 2021, IEnova completó su revisión y mejora del diseño y documentación relacionada con el control interno sobre reporte financiero.

1.2.14. Reforma eléctrica

El 9 de marzo de 2021, se publicó en el Diario Oficial de la Federación una reforma a la Ley de la Industria Eléctrica para incluir las principales disposiciones siguientes:

- Se permite a los proveedores de servicios básicos celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica fuera de las subastas de Centro Nacional de Energía ("CENACE"). Antes de la Reforma solo podían celebrar Contratos de Cobertura de mediano y largo plazo previa subasta organizada por CENACE.
- Se restringe el acceso a la Red de Transmisión ("RNT") y a las Redes Generales de Distribución ("RGD"), ya que se otorga a las centrales de Comisión Federal de Electricidad ("CFE") acceso preferente.
- De acuerdo con las Reformas, los Certificados de Energía Limpia serán reconocidos para todas las Plantas de Energía independientemente de la fecha de su construcción.
- Se ordena a la CRE, previo al trámite correspondiente, revocar los permisos de autoabastecimiento otorgados en fraude a la ley.

Cabe señalar que la aplicación de la Reforma de la Ley a la Industria Eléctrica ha quedado suspendida por orden judicial desde el 11 de marzo de 2021, por lo que el Gobierno Federal ha pedido a la Corte Suprema de México que resuelva el asunto.

En marzo de 2021, el gobierno mexicano publicó un decreto con modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica de México que incluye algunos cambios de política pública, incluyendo el establecimiento de la prioridad de despacho para las plantas de la CFE sobre las plantas de propiedad privada. De acuerdo con el decreto, estas modificaciones debían entrar en vigor el 10 de marzo de 2021, y la SENER, la CRE y el CENACE debían tener 180 días naturales para modificar, según fuera necesario, todas las resoluciones, políticas, criterios, manuales y otros reglamentos aplicables a la industria eléctrica para ajustarse a este decreto. Sin embargo, un tribunal mexicano emitió una suspensión de las modificaciones el 19 de marzo de 2021. El 7 de abril de 2022, la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió la acción de inconstitucionalidad interpuesta por un grupo de senadores contra la reformada Ley de la Industria Eléctrica, sin embargo no se alcanzó la mayoría calificada de ocho votos de 11 y se desestimó el procedimiento, lo que significa que la Suprema Corte de Justicia de la Nación no definió un precedente vinculante y la Ley de la Industria Eléctrica, con sus reformas, seguirá vigente. Por lo tanto, las acciones de amparo interpuestas en los tribunales contra las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica seguirán su curso legal y ahora se decidirán caso por caso en los tribunales inferiores, siendo cada tribunal libre para tomar su propia decisión. Si las reformas propuestas son afirmadas por las instancias inferiores o por la Suprema Corte de Justicia de la Nación (lo que en estos casos solo requeriría una mayoría simple de votos), la CRE podría verse obligada a revocar los permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la antigua ley de electricidad, que fueron exentos cuando se promulgó la nueva Ley de la Industria Eléctrica, bajo un estándar legal ambiguo y poco definido en la ley.

En septiembre de 2021, el Presidente de México presentó una iniciativa de reforma constitucional según la cual el gobierno preservaría la seguridad y autosuficiencia energética, así como el suministro continuo de electricidad a la población del país, como condición para garantizar la seguridad nacional y el derecho humano a una vida digna. La CRE y la Comisión Nacional de Hidrocarburos se disolverían, y sus funciones serían desempeñadas por la SENER. CFE se encargaría de generar, conducir, transformar, distribuir y suministrar electricidad, y sería la única entidad autorizada para comercializar energía eléctrica en México. Las empresas productoras pasarían a ser organismos públicos. Se cancelarían los permisos de generación de electricidad y los contratos de venta de electricidad en el sector privado, que incluirían los permisos y contratos de las tres instalaciones de energía renovable de IEnova (Don Diego Solar, Border Solar y Ventika), así como las solicitudes de dichos permisos y contratos pendientes de resolución. La CFE generaría al menos 54% de la energía que requiere el país y el sector privado

participaría hasta en 46%. El servicio público de suministro de electricidad sería prestado exclusivamente por la CFE, que podría adquirir energía del sector privado. Sólo se permitiría a ciertas plantas seguir generando electricidad y competir para ofrecer a la CFE los menores costos de producción. Además, el gobierno mexicano se encargaría de la transición energética mediante el uso de las fuentes de energía disponibles en el país, y específicamente la transición energética en el ámbito de la electricidad y las actividades necesarias para ello serán responsabilidad de la CFE.

El Presidente de México espera poner en marcha la iniciativa de reforma constitucional; sin embargo, la iniciativa debe ser sometida primero a votación y aprobada en las respectivas sesiones plenarias de la Cámara de Diputados y de la Cámara de Senadores de México. Además, la iniciativa debe ser aprobada por las dos terceras partes de los votos del Congreso Federal de México y por la mayoría de las legislaturas de los Estados mexicanos y publicada en el Diario Oficial de la Federación para que entre en vigor. IEnova está monitoreando este procedimiento legislativo mientras evalúa alternativas para sus proyectos. Si se aprueba en su forma actual, la iniciativa podría tener un efecto material adverso en nuestros negocios, condición financiera, resultados de operaciones, flujos de efectivo y/o perspectivas, nuestra capacidad para recuperar los valores en libros de nuestras inversiones en México y nuestra capacidad para operar las instalaciones existentes y desarrollar nuevos proyectos de energía en el país.

El 1 de octubre de 2021, obtuvimos una sentencia favorable en el amparo interpuesto para nuestros activos bajo autoabastecimiento contra el decreto de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, sin embargo con la presentación de la Iniciativa de Reforma Constitucional, IEnova ha seguido de cerca este procedimiento legislativo mientras evalúa alternativas para los proyectos afectados.

Al 31 de diciembre de 2021, IEnova tenía \$14,000 en otros activos intangibles, netos, relacionados con estos permisos de autoabastecimiento previamente otorgados por la CRE e impactados por la resolución de los compradores que podrían estar sujetos a deterioro si IEnova no puede obtener la protección legal adecuada.

El 17 de abril de 2022 la Cámara de Diputados rechazó la propuesta de reforma constitucional y el Presidente dijo que no presentaría una nueva propuesta durante su gestión.

1.2.15. Ley de Hidrocarburos ("LH")

El 23 de abril de 2021 se aprobó por el Poder Legislativo Federal la iniciativa del Presidente para reformar la LH, quedando pendiente su promulgación y publicación. El Proyecto de Reforma otorga a la SENER y a la CRE facultades adicionales para suspender y terminar anticipadamente los permisos de las actividades del título tercero de la LH y que son actividades que lleva a cabo IEnova. Los permisos se suspenderán en cualquier momento en que se prevea un peligro a la seguridad nacional y energética, o para la economía nacional, independientemente de la conducta del permisionario, quien además será sancionado si actúa con dolo. Asimismo se incluirán como nuevas aspectos para la revocación de permisos el que el permisionario (i) realice su actividad regulada con productos ilegalmente importados o respecto de los cuales no se hayan pagado impuestos (de contrabando) o (ii) reincida en el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos o en la modificación sin autorización de las condiciones técnicas de sistemas, ductos, instalaciones o equipos. Adicionalmente, para el caso de permisos existentes, la LH contempla que las autoridades revocarán aquellos permisos que: (i) incumplan con los requisitos de almacenamiento mínimo establecido por SENER a la fecha de entrada en vigor de la LH o (ii) que a la entrada en vigor de la HL, no cumplan con los requisitos establecidos o infrinjan las disposiciones de la LH. De igual forma, los permisos caducarán en los casos de que el permisionaria no ejerza los derechos en el plazo establecido en el permiso, o a falta de plazo, por un periodo consecutivo de trescientos sesenta y cinco días naturales.

En mayo de 2021 se publicaron y entraron en vigor las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos de México. Las modificaciones otorgan a la SENER y a la CRE facultades adicionales para suspender y revocar los permisos relacionados con los sectores de exploración y producción. La suspensión de los permisos será determinada por la SENER o la CRE cuando se prevea un peligro para la seguridad nacional, la seguridad energética o la economía nacional. Asimismo, se establecen nuevas causales de revocación de los permisos si el permisionario (i) realiza su actividad con productos importados ilegalmente; (ii) incumple, en más de una ocasión, las disposiciones aplicables en materia de cantidad, calidad y medición de los productos; o (iii) modifica las condiciones técnicas de su infraestructura sin autorización. Adicionalmente, en el caso de los permisos existentes, las autoridades revocarán aquellos permisos que no cumplan con los requisitos mínimos de almacenamiento establecidos por la SENER o que no cumplan con los requisitos o violen las disposiciones establecidas por la Ley de Hidrocarburos reformada.

Todas las instalaciones de IEnova que participan en el sector de hidrocarburos interpusieron demandas contra la iniciativa de reforma de la LH. En 2021, juzgados de distrito emitieron sentencias en las que se establece que las reformas no afectan los intereses de las empresas en este momento y, como resultado, desechó las acciones de amparo, incluidas las demandas presentadas por las entidades de IEnova. Las entidades de IEnova han apelado estas sentencias.

1.2.16. Gasoducto Guaymas - El Oro

Tras el inicio de las operaciones comerciales del gasoducto Guaymas-El Oro, la Compañía informó sobre el daño al gasoducto en el territorio Yaqui que hizo que esa sección no funcionará desde el 23 de agosto de 2017 y, como resultado, la Compañía declaró un evento de fuerza mayor según el contrato.

La Compañía ha recibido pagos de fuerza mayor desde agosto de 2017 hasta el final del período de fuerza mayor en agosto de 2019.

La Compañía también recibió una orden judicial en un procedimiento de amparo que le ha impedido realizar reparaciones para volver a poner el gasoducto en servicio. En julio de 2019, el tribunal resolvió y sostuvo que se consultó adecuadamente a la tribu Yaqui y que se recibió el consentimiento de la tribu Yaqui. Si los demandantes apelan la decisión, la orden de suspensión que impide a la Compañía reparar el daño al gasoducto en el territorio Yaqui permanecerá vigente hasta que se termine el proceso de apelación.

Adicionalmente, en julio de 2019, la Compañía recibió una solicitud de arbitraje de CFE para exigir la anulación de ciertas cláusulas del contrato para este gasoducto, que se refieren a las responsabilidades de las partes en casos fortuitos o de fuerza mayor, así como reembolsos y pagos relacionados con dichos eventos.

En agosto 2019, la Compañía suscribió un Convenio de Suspensión de plazos con CFE respecto del Contrato de Servicios de Transporte de Gas Natural por medio del gasoducto Guaymas - El Oro. Este acuerdo fue suscrito para que las partes lleven a cabo todas las acciones necesarias para reiniciar la operación del gasoducto y evitar la terminación del contrato.

En septiembre 2019, la Compañía suscribió un acuerdo con la CFE respecto al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural correspondiente al Gasoducto Guaymas - El Oro. Por medio de este acuerdo, se establece una nueva estructura de tarifas y se extiende el plazo por 10 años. Dicho acuerdo satisface los intereses de ambas partes manteniendo la integridad y responsabilidad de los contratos originales.

El 15 de septiembre de 2020, el contrato de Guaymas - El Oro extendió el período de suspensión hasta el 14 de marzo de 2021.

Si la tubería no se repara antes del 14 de marzo de 2021 y las partes no acuerdan una nueva fecha de inicio del servicio, IEnova se reserva el derecho de rescindir el contrato y buscar recuperar sus costos razonables y documentados y la pérdida de ganancias. Si IEnova no puede realizar dichas reparaciones (que no han comenzado) y reanudar las operaciones en el segmento Guaymas-El Oro el gasoducto de Sonora o si IEnova rescinde el contrato y no puede obtener la recuperación, puede haber un impacto material adverso en los resultados de operaciones y flujos de efectivo y nuestra capacidad para recuperar el valor en libros de nuestra inversión. Al 31 de diciembre de 2020, el segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora tenía un valor contable neto de \$426,000.

El 12 de marzo de 2021, IEnova y la CFE acordaron extender la fecha de suspensión del acuerdo hasta el 14 de septiembre de 2021.

El 14 de septiembre de 2021, las partes firmaron un nuevo convenio de suspensión con prórroga de seis meses, con fecha de vencimiento el 14 de marzo de 2022; sin embargo, las discusiones con la CFE sobre el futuro del gasoducto, incluido el posible cambio de ruta de una parte del gasoducto, están en curso de acuerdo con un memorando de entendimiento no vinculante anunciado en enero del 2022 que, entre otros asuntos, aborda los esfuerzos para reiniciar el servicio en el gasoducto. IEnova tiene la intención de celebrar un acuerdo definitivo con respecto al gasoducto en el primer trimestre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, IEnova tenía \$413,000 en Propiedad, planta y equipo, neto, relacionado con el segmento Guaymas-El Oro del gasoducto Sonora, que podría estar sujeto a deterioro si IEnova no puede realizar dichas reparaciones (que aún no han comenzado) o cambiar la ruta del gasoducto (que no ha sido acordada por las partes) y reanudar las operaciones en el segmento Guaymas-El Oro del gasoducto Sonora o si IEnova rescinde el contrato y no puede obtener la recuperación, por lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo, las perspectivas de la Compañía.

1.2.17. Adquisición del 50% remanente de la participación sobre IG Sierra Juárez S. de R. L. de C. V. (“Saavi Energía”) en Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. (“ESJ”)

El 19 de marzo de 2021, IEnova completó la adquisición de la participación del 50 por ciento de Saavi Energía en ESJ por un precio de compra de \$79,400 después de los ajustes posteriores al cierre, adicionalmente se asumieron \$ 271,100 en deuda, incluidos \$88,000 adeudados por ESJ a IEnova. que se eliminará vía la consolidación. IEnova anteriormente contabilizaba su participación del 50 por ciento en ESJ como una inversión a través de método de participación. Esta adquisición aumentó la participación de IEnova en ESJ del 50 al 100 por ciento al cierre de la adquisición. ESJ posee una planta de generación de energía eólica en pleno funcionamiento, para la cual San Diego Gas & Electric Company (“SDG&E”) ha acordado comprar el 100 por ciento de la producción de la planta bajo un Contrato de Compra de Energía (“PPA”, por sus siglas en inglés) a largo plazo. ESJ estaba construyendo una segunda planta de generación de energía eólica, que se terminó durante el primer trimestre de 2022.

1.2.18. Inicio de operación comercial (“COD” por sus siglas en inglés) de la Terminal de Veracruz y de la Terminal de Estado de México

El 12 de julio de 2017, la Compañía ganó el concurso convocado por la Administración Portuaria Integral de Veracruz, S. A. de C. V. (“API de Veracruz”) para la cesión de derechos concesionados durante 20 años de un área para construir y operar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos.

De acuerdo con lo establecido en las bases del concurso, la Compañía pagó una cuota inicial equivalente al monto en pesos que se ofreció como contraprestación por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Veracruz, en dos exhibiciones, cada una de ellas por el 50 por ciento del monto total, el primer pago equivalente a \$28,200 (\$500,000 de pesos mexicanos) fue realizado el día 1 de agosto de 2017, previo a la celebración del contrato de cesión de derechos concesionados, según lo establecido en las bases del concurso.

El 3 de agosto de 2017, la Compañía firmó el contrato de cesión de derechos concesionados con la API de Veracruz, con duración de 20 años, para desarrollar, construir y operar la terminal marina referida. Dicho contrato incluye la cesión durante 2018 del predio sobre el mar donde se construirá la terminal. Adicionalmente, la Compañía construirá y operará dos terminales de almacenamiento de productos refinados que estarán ubicadas estratégicamente en la zona de Puebla y el Estado de México.

El 29 de julio de 2017, la Compañía firmó tres contratos por capacidad en base firme, a largo plazo y denominado en dólares con Valero Marketing and Supply de México, S. A. de C. V. (“Valero”) para la recepción, almacenamiento y entrega de hidrocarburos en la terminal marina de Veracruz y para las dos terminales terrestres en Puebla y el Estado de México, por un periodo de veinte años, los contratos son denominados en dólares. Valero planea importar productos refinados como gasolina, diésel y turbosina y almacenarlos en la Terminal Marina de Veracruz. Localmente, los productos serán distribuidos mediante auto-tanque; y transportados a Puebla y el Estado de México mediante ferrocarril. Una vez iniciada la operación comercial, y sujeta a todas las autorizaciones regulatorias y corporativas correspondientes, así como la aprobación de la API de Veracruz, Valero tendrá la opción de adquirir el 50 por ciento de la participación en cada una de las tres terminales.

El 8 de enero de 2018, ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V. (“ESRJIII”) pagó a la API de Veracruz, el 50 por ciento remanente de la contraprestación pactada por un monto de \$25,900 (\$500,000 de pesos mexicanos) por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Veracruz, México. El 22 de noviembre de 2018, ESJRIII firmó un contrato con la API de Veracruz por un terreno, el cual se destinará exclusivamente para la construcción y operación de un patio ferroviario y sus vialidades respectivas y concluirá el 11 de junio de 2038.

El 19 de marzo de 2021, la Compañía declaró el inicio de COD formalmente de su terminal de recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados en el Nuevo Puerto de Veracruz.

El 2 de julio de 2021, la Compañía declaró el COD para la Terminal de Estado de México, con la intención de la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados (también conocida como Terminal "Valle de México").

1.2.19. COD de Border Solar

El 10 de julio de 2019, la Compañía firmó un contrato por 15 años de suministro de energía eléctrica con varias subsidiarias de El Puerto de Liverpool, S. A. B. de C. V. (“Liverpool”).

El 15 de septiembre de 2019, la Compañía firmó un contrato por 15 años de suministro de energía eléctrica con Comercializadora Circulo CCK, S. A. de C. V. y subsidiarias (“Circulo CCK”).

El 4 de octubre de 2019, la Compañía firmó un contrato de largo plazo de suministro de energía eléctrica con Envases Universales de México, S.A.P.I. de C.V (“Envases Universales”) por un periodo de diez años.

El 17 de diciembre de 2019, la Compañía suscribió un contrato de largo plazo de suministro de energía eléctrica con Grupo Cementos de Chihuahua, S.A.B. de C.V. (“GCC”) por un periodo de quince años.

La energía eléctrica será generada por una planta solar ubicada en el municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua. El 25 de marzo de 2021, la Compañía anunció que no existió impedimento técnico o legal para que se declare el COD de Border Solar en la fecha indicada.

1.2.20. Evaluación del impacto de Coronavirus (“COVID - 19”)

El brote del nuevo COVID - 19 a partir de finales de enero de 2020 se ha extendido rápidamente a muchas partes del mundo. En marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el COVID - 19 como pandemia. La pandemia ha resultado en cuarentenas, restricciones de viaje y desaceleración operativa en lugares donde IEnova opera, principalmente en México.

Tan pronto como se declaró la pandemia y se presentaron los primeros casos en territorio mexicano, Sempra Energy, nuestra entidad controladora e IEnova tomó directrices estratégicas para proteger a sus empleados e inversionistas en México, entre las que se encuentran la conformación de la “Equipo Activo de Ejecutivos en Gestión de Crisis” para mitigar los impactos de COVID - 19, la implementación de prohibiciones de viaje, restricciones de acceso a la oficina y una mayor sanitización en las áreas de trabajo.

Además, como una actualización del brote COVID - 19 y en línea con Sempra Energy, monitoreamos continuamente cuatro elementos principales:

- Protocolo de la fuerza laboral - revisamos los protocolos para los empleados en el sitio; los que pueden trabajar de forma remota continúan haciéndolo durante el cuarto trimestre de 2021.
- Exposición al cliente - durante el cuarto trimestre de 2021, los clientes privados continúan representando más del 50 por ciento de los ingresos totales.
- Exposición volumétrica - Durante el cuarto trimestre de 2021, la mayoría de los contratos con los clientes siguen siendo contratos de “take or pay” y son denominados en Dólares americanos, con un promedio de vida restante de 20.4 años. Sin embargo, IEnova continuará evaluando la capacidad de recuperación y la cobranza considerando el efecto en la cadena de suministro. Es posible que ciertos clientes experimenten retrasos en los pagos y otros detengan temporalmente sus operaciones. Esto podría implicar que nuestros clientes requieran tiempo adicional para pagarnos, lo que puede requerir que registremos provisiones adicionales para cuentas dudosas. Al 31 de diciembre de 2021, nuestra cobranza no presenta problemas de recuperación y se mantiene en línea con los términos de vencimiento originales. Como administración estamos continuamente evaluando y trabajando con los clientes para resolver cualquier posible problema de crédito.
- Despliegue de capital - aunque no esperamos efectos importantes como cancelaciones de proyectos de infraestructura, como resultado de la pandemia actual, es muy probable que algunos de nuestros proyectos que se encuentran en fase de construcción se retrasen en la consecución de COD, incluidos los costos de construcción que podrían aumentar en comparación con el costo original presupuestado.

El sector energético ha sido considerado “esencial” por las autoridades mexicanas, lo que nos ha permitido operar prácticamente de forma ininterrumpida desde el comienzo de la pandemia. Aunque la demanda de electricidad, gas natural, gasolina y otros combustibles disminuyó en el periodo 2020, principalmente debido al confinamiento social y otras restricciones a la movilidad (similar a lo observado en el resto del mundo), durante el periodo 2021 IEnova continuó brindando servicios de energía de manera normal logrando un incremento de sus ingresos.

IEnova tiene suficiente liquidez para cubrir sus costos operativos, gastos y obligaciones financieras. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía tenía \$1,300,105 de efectivo y líneas de crédito comprometidas disponibles que contribuyen a un capital de trabajo saludable. La Compañía no ha reducido su fuerza laboral.

A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, la pandemia de COVID - 19 no ha tenido un impacto material en nuestros resultados de operación, sin embargo, hemos observado otras compañías, incluidas nuestras contrapartes actuales y futuras, clientes y socios, así como el gobierno, incluidos nuestros reguladores y otros órganos de gobierno que afectan nuestro negocio, tomando precaución y medidas preventivas para enfrentar el COVID - 19, y ellos puedan tomar medidas adicionales que alteren sus operaciones normales. Estas acciones podrían resultar en una reducción material en el efectivo recibido de nuestros clientes, lo que podría tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

1.2.21. Oferta pública de adquisición y suscripción recíproca para adquirir las acciones de IEnova cotizadas en bolsa

El 2 de diciembre 2020, IEnova informó al mercado que con fecha de el 1 de diciembre de 2020 el Consejo de Administración de IEnova recibió una propuesta no vinculante de parte de Sempra Energy para llevar a cabo una oferta pública de adquisición respecto de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova de las que sea titular el gran público inversionista, las cuales representan el 29.8 por ciento de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova. La oferta pública de adquisición propuesta se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones corporativas y gubernamentales requeridas conforme a la legislación aplicable. El Consejo de Administración de IEnova, con la opinión de su Comité de Prácticas Societarias, llevará a cabo la evaluación de la oferta pública de adquisición propuesta en los términos y tiempos previstos en la Ley del Mercado de Valores.

El 5 de abril de 2021, la Compañía informó al mercado, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 50, fracción III, inciso d) de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisora de Valores y a otros Participantes del Mercado de Valores emitida por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que, en dicha fecha, su accionista de control Sempra Energy, anunció la celebración de un acuerdo para llevar a cabo una operación que incluye una participación no controladora de IEnova.

El 12 de abril de 2021, IEnova recibió de Sempra Energy una carta de oferta definitiva no vinculante (la "Carta de Oferta Final") para llevar a cabo una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova, de las que es titular el gran público inversionista (las cuales representan el 29.83 por ciento) a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra (la "Oferta de Intercambio") a un factor de intercambio de 0.0323 acciones de Sempra por cada acción de IEnova (el "Factor de Intercambio").

Con base en dicho Factor de Intercambio, la contraprestación implícita por acción ordinaria de IEnova en la Oferta de Intercambio, es igual a \$87.20 pesos por acción ordinaria de IEnova, calculada utilizando el precio promedio ponderado por volumen de las acciones comunes de Sempra según cotizaron en la Bolsa de Valores de Nueva York.

El 14 de abril de 2021, IEnova anunció que la contraprestación de capital propuesta por Sempra Energy en relación con la oferta previamente anunciada de Sempra para adquirir todas las acciones ordinarias emitidas y en circulación de IEnova a cambio de acciones ordinarias de Sempra, es razonable para los accionistas de IEnova desde un punto de vista financiero. El Consejo de Administración evaluó la contraprestación de capital propuesta por Sempra en la Oferta de Intercambio aplicando la Relación de Intercambio y tomando en cuenta el precio de mercado prevaleciente para las acciones ordinarias de Sempra y el tipo de cambio Ps./U.S. \$ al cierre del mercado del 13 de abril de 2021.

Lo opinión del Consejo de Administración se realizó de conformidad con la recomendación del Comité de Prácticas Societarias de la Sociedad.

El 26 de abril de 2021, Sempra había iniciado una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova a través del sistema electrónico de información (“Emisnet”) de la Bolsa Mexicana de Valores (“BMV”), a través de Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S. A. de C. V. (“BBVA Bancomer”), Grupo Financiero BBVA Bancomer como intermediario.

El 24 de mayo de 2021, la Compañía publicó a través del sistema electrónico de información Emisnet por cuenta de Sempra, el aviso de resultados de la oferta pública de adquisición y suscripción recíproca.

El 28 de mayo de 2021, la oferta pública de adquisición y suscripción recíproca fue liquidada a través de la, Institución para el Depósito de Valores, S. A. de C. V. (“S. D. Indeval”).

El 12 de agosto de 2021, Sempra Energy inició una oferta pública de adquisición en efectivo de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova a través de Emisnet.

El 20 de agosto de 2021, se aprobó por unanimidad de votos de los miembros del Consejo el precio por acción pública de IEnova de \$78.97 pesos mexicanos (setenta y ocho pesos 97/100 M.N.) ofrecido por Sempra Energy.

El 10 de septiembre de 2021, el intermediario publicó a través del Emisnet por cuenta de Sempra Energy, el aviso de resultados de la oferta pública de adquisición en efectivo el 12 de agosto de 2021 respecto de la totalidad de las acciones ordinarias, nominativas, Serie Única, al precio mencionado anteriormente.

El 13 de septiembre de 2021, IEnova presentó una solicitud a la CNBV para la cancelación de la inscripción de totalidad de las acciones representativas de su capital social, en el Registro Nacional de Valores (“RNV”), lo cual resultó en la cancelación del listado de dichas acciones en el listado de valores autorizados para cotizar en la BMV.

El 17 de septiembre de 2021, la oferta pública de adquisición en efectivo lanzada por Sempra Energy el 12 de agosto de 2021 fue liquidada a través de la S. D. Indeval, al precio mencionado anteriormente.

El 27 de septiembre de 2021, Sempra Energy recibió todas las aprobaciones de terceros y se cumplieron todas las condiciones materiales de cierre del acuerdo para la venta una participación no controladora de Sempra Infrastructure a KKR y el cierre de dicha venta fue efectiva el 1 de octubre de 2021.

El 1 de octubre de 2021, Sempra Energy completó el cierre de la venta a KKR del 20% de la participación accionaria de la subsidiaria 100% propiedad de Sempra, Sempra Infrastructure Partners (“SIP” antes Sempra Global). Como resultado de lo anterior, Sempra mantiene el control de IEnova a través de una participación indirecta (a través de SIP) del 80%, y KKR tendrá una participación indirecta en IEnova del 20%. Asimismo, para la implementación del cierre antes mencionado, Sempra llevó a cabo la transmisión de las acciones que mantiene directamente en IEnova, equivalentes al 29.7% del capital social de IEnova, en favor de Semco Holdco, S. de R. L. de C. V., la cual es su subsidiaria indirecta totalmente controlada, a través de una serie de transferencias entre distintas subsidiarias de Sempra.

El 14 de octubre de 2021 IEnova informó que, mediante oficio número 153/10026985/2021 de fecha 13 de octubre de 2021, la CNVB notificó la autorización de la cancelación de la inscripción de IEnova en el RNV, de la totalidad de las acciones, Serie Única, sin expresión de valor nominal, representativas del capital social (las “Acciones”). Como consecuencia de lo anterior, las Acciones dejaron de estar listadas en la BMV, a partir del 15 de octubre de 2021.

Asimismo, IEnova informó que, conforme a lo requerido por la Ley del Mercado de Valores, con fecha 8 de octubre de 2021 Sempra Energy constituyó con BBVA Bancomer, S. A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA México, como fiduciario (el “Fiduciario”), el fideicomiso irrevocable de administración, inversión y pago identificado con número F/412194-3, con el fin de comprar Acciones que no sean propiedad directa o indirectamente de Sempra al mismo precio por acción de \$78.97 (setenta y ocho pesos 97/100 M.N.) ofrecido por Sempra en la oferta pública de adquisición en efectivo iniciada el 12 de agosto de 2021 y liquidada el 17 de septiembre de 2021. Dicho fideicomiso estará vigente durante un periodo obligatorio que comienza el 13 de octubre de 2021 (la “Fecha de Cancelación”), y termina en lo primero que ocurra entre (i) el día inmediato siguiente a los 6 (seis) meses a partir de la Fecha de Cancelación, y (ii) la fecha en que el Fiduciario haya adquirido la totalidad de las Acciones restantes que no sean propiedad directa o indirectamente de Sempra, pagado a los tenedores de dichas Acciones el precio de compra por las mismas, y transferido todas dichas Acciones adquiridas a Sempra.

1.2.22. Normas Generales de Comercio exterior

El 11 de junio de 2021, el gobierno federal de México modificó las Normas Generales de Comercio Exterior para incluir restricciones y para asegurar que existan autorizaciones en materia de Lugar Diferente Autorizado (“LDA”). Las autorizaciones de LDA permiten que las terminales y otros tipos de infraestructura (por ejemplo, boyas, camiones cisterna) actúen como puntos de entrada/salida de importaciones/exportaciones de hidrocarburos, productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas modificaciones impiden que las empresas privadas (i) obtengan autorizaciones en tema de materia de LDA, afectando nuevos proyectos que no hayan obtenido dicha aprobación, o (ii) renovando un LDA existente, afectando proyectos en curso.

El proyecto ECA y la Terminal Veracruz tienen LDA vigentes hasta el cuarto trimestre de 2023. Como medida preventiva, presentaron demandas constitucionales (recursos de amparo) para impugnar el impedimento recientemente introducido para renovar sus autorizaciones en tema de materia LDA. Para iniciar operaciones en los proyectos Topolobampo, Manzanillo y Baja Refinados, las empresas presentarán demandas de amparo para impugnar dichas enmiendas como una “barrera de entrada” a la industria.

En octubre y noviembre de 2021, el gobierno mexicano publicó nuevas Normas Generales de Comercio Exterior en las que se permite a las empresas privadas obtener autorizaciones de LDA y, como consecuencia, los juicios de amparo interpuestos por el proyecto de ECA y la Terminal de Veracruz han sido rechazadas por los tribunales, mientras se determina el tribunal correspondiente para conocer el juicio de amparo para futuras autorizaciones de LDA. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, el juicio iniciado por Topolobampo sigue pendiente de resolución.

1.2.23. Firma de créditos con The Bank of Nova Scotia

El 23 de septiembre de 2021, IEnova informó que celebró un contrato de crédito no comprometido y un acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido, ambos con The Bank of Nova Scotia. El contrato de crédito no comprometido es hasta por la cantidad de \$250,000, con una vigencia de 1 (un) año, y el acuerdo modificatorio al crédito revolvente comprometido es hasta por la cantidad de \$350,000, con una vigencia de 2 (dos) años. Los fondos se utilizarán para capital de trabajo, inversiones y otros fines corporativos en general.

1.2.24. Pago total anticipado del financiamiento del parque eólico de Energía Sierra Juárez (“ESJ”)

ESJ es un complejo de generación eólica ubicado en el Municipio de Tecate, Baja California, México, el cual consta de dos fases. En 2014 ESJ obtuvo un financiamiento para la construcción de la fase 1, y el 8 de octubre de 2021 pagó anticipadamente la totalidad del crédito por un monto total de \$175,070 más intereses, costo de cancelación de instrumentos financieros derivados y otros costos accesorios.

1.2.25. Pago total anticipado de los financiamientos de los parques eólicos Ventika y Ventika II (conjuntamente las “Ventikas”)

Las Ventikas son dos parques eólicos adyacentes, ubicados en el estado de Nuevo León, México. En 2014, las Ventikas obtuvieron financiamientos para su construcción, los cuales se terminaron de pagar de manera anticipada en su totalidad el 13 de octubre de 2021, por un monto total de \$375,168 más intereses, costo de cancelación de instrumentos financieros derivados y otros costos accesorios.

1.2.26. Adopción del régimen de Sociedad Anónima Promotora de Inversión de Capital Variable y asuntos relacionados

El 1 de noviembre de 2021 como consecuencia de la cancelación de la inscripción en el RNV la totalidad de las acciones de la compañía y de la cancelación del listado de dichas acciones en la BMV, mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas se han aprobado, entre otros asuntos, los siguientes:

- i. Que la Sociedad adopte el régimen de “Sociedad Anónima Promotora de Inversión” (“S.A.P.I.”) de capital variable y la consecuente reforma integral de los estatutos sociales de la Sociedad. Por lo anterior, con efectos a partir de la celebración de la Asamblea, la Sociedad dejará de tener el régimen de “Sociedad Anónima Bursátil” (“S.A.B.”)
- ii. Cambios en el Consejo de Administración y Secretaría de la Sociedad.
- iii. La desintegración del Comité de Prácticas Societarias y del Comité de Auditoría de la Sociedad.
- iv. Designar a Sr. Javier Alonso Levario Carillo como Comisario de la Sociedad.

1.2.27. Operación anunciada por su accionista de control Sempra Energy

El 21 de diciembre de 2021 Sempra anunció que ha celebrado un contrato de compraventa definitivo para vender una participación no controladora del 10% en Sempra Infrastructure Partners (Sempra Infrastructure) a una subsidiaria de Abu Dhabi Investment Authority (“ADIA”) por \$1,785,000 en efectivo, sujeto a ajustes de cierre habituales.

La operación implica una valuación de la empresa Sempra Infrastructure por \$26,500,000, incluyendo deuda relacionada a activos por \$8,600,000.

Sempra Infrastructure fue creada en 2021 mediante la consolidación de dos compañías de infraestructura de clase mundial – Sempra LNG e IEnova. El negocio combinado consiste en tres plataformas de crecimiento – soluciones de energías limpias, redes de infraestructura energéticas, y GNL y cero emisiones netas – con una visión hacia capturar nuevas oportunidades que apoyen la transición energética global.

Se espera que la operación concluya en el verano de 2022, sujeto a ciertas condiciones de cierre habituales y consentimientos de los reguladores. Bajo los términos del acuerdo, ADIA tendrá ciertos derechos de minoría habituales en Sempra Infrastructure, de manera proporcional al tamaño de su inversión.

Los recursos de la venta fueron utilizados para ayudar a financiar inversiones de capital incrementales en las empresas de servicios públicos de Sempra y para recomprar acciones de la Compañía por \$500,000, de los cuales \$300,000 se completaron en el cuarto trimestre de este año, y al mismo tiempo fortalecer el Estado de Posición Financiera de la compañía.

1.2.28. Convenio modificadorio del contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito

El 22 de diciembre del 2021 IEnova, informó al público inversionista que junto con su filial SIP celebró un convenio modificadorio del contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de

crédito, el cual modifica en su totalidad el contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito suscrito el 22 de enero de 2018.

El Convenio tiene por objeto, entre otros temas, ampliar el plazo del Contrato por una vigencia adicional de 5 (cinco) años, así como incluir a SIP como co-acreditado.

Asimismo, el Convenio se celebró con un sindicato de bancos integrado por Banco Nacional de México, S.A., integrante del Grupo Financiero Banamex (“Citibanamex”), Sumitomo Mitsui Banking Corporation, BBVA México, S. A. Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA México, Scotiabank Inverlat, S. A. Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero Scotiabank Inverlat, Mizuho Bank, Ltd y Crédit Agricole Corporate and Investment Bank – New York Branch; Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Citibanamex y Citibank, N. A., como emisores de las cartas de crédito; Citibanamex como agente administrativo y el Delaware Trust Company, en calidad de agente de retención de impuestos.

1.2.29. Calificaciones crediticias

El 7 de junio de 2019, la Compañía anunció que Moody’s afirmó la calificación crediticia corporativa en escala global en Baa1 y la calificación crediticia corporativa en escala local Aa1.mx de IEnova, y revisó la perspectiva de estable a negativa.

El 9 de julio de 2019, la Compañía anunció que Fitch colocó en observación negativa la calificación crediticia de IEnova: BBB+ / Negativa (la calificación previamente era BBB+ / Estable).

El 31 de octubre de 2019, la Compañía anunció que, Fitch reafirmó la calificación crediticia de IEnova: BBB+ / Estable (previamente BBB+ / Observación negativa), derivado del acuerdo alcanzado con la CFE con respecto a los contratos de los gasoductos y su impacto neutral en el flujo de efectivo de IEnova.

Fitch mantiene la calificación crediticia de largo plazo y quirografaria de IEnova (“long-term issuer default rating and senior unsecured rating” por sus siglas en inglés) en BBB+. Esta calificación es resultado de la sólida posición competitiva de la Compañía, su adecuada estructura de capital, así como la predecible y estable generación de flujo de efectivo derivado de contratos de largo plazo con contrapartes con alta calificación crediticia y sin riesgo material de exposición a commodities. La calificación crediticia de IEnova también refleja su sólida posición y acceso a liquidez, así como el soporte de su accionista mayoritario, Sempra Energy (BBB+ / Estable).

El 17 de abril de 2020, la Compañía informó que Fitch bajó la calificación crediticia de IEnova a BBB / Estable desde BBB+ / Estable, por consecuencia de la baja en la calificación soberana de México a BBB-/Estable desde BBB/Estable.

El 21 de abril de 2020, la Compañía informó que Moody’s bajó la calificación crediticia de IEnova a Baa2 (escala global) desde Baa1 y a Aa2. mx (escala nacional de México) desde Aa1. mx. La perspectiva permanece negativa.

La baja de las calificaciones surge a partir de las recientes acciones de calificaciones y perspectivas del Gobierno de México (Baa1 negativa), la Comisión Federal de Electricidad (Baa1/Aa1.mx negativa) y Petróleos Mexicanos (Ba2/A2. mx negativa).

Moody’s ratificó que la acción del día de hoy se balancea con el perfil estable de IEnova del flujo de efectivo proveniente de un portafolio diversificado de contratos de compra take-or-pay de largo plazo denominados en dólares.

El 28 de abril de 2021, la Compañía informó que, Moody’s bajó la calificación crediticia de IEnova a Baa3 (escala global) desde Baa2 y a Aa3.mx (escala nacional de México) desde Aa2.mx. La perspectiva se cambió a estable de negativa.

El 20 de octubre del 2021 la empresa S&P Global Ratings (“S&P”) afirmó la calificación crediticia de IEnova en ‘BBB’ así como la de sus Senior Notes; S&P también afirmó la calificación crediticia en escala local en ‘mxAA+’. La perspectiva se mantiene Negativa.

1.2.30. Proyectos en desarrollo

a. Terminal en Puebla, México (Terminal de Puebla)

Como parte del amplio proceso de auditoría e investigación que la CRE inició en junio de 2021 para hacer cumplir las leyes de adquisición de combustibles, en septiembre de 2021 un fiscal federal realizó una inspección en la terminal de productos refinados de IEnova en Puebla para confirmar que la gasolina y el diésel almacenados (tanto en los tanques de los trenes como en los depósitos de almacenamiento) eran legalmente importados. Durante la inspección, el fiscal federal tomó muestras de todos los tanques de los trenes de la terminal y ordenó la suspensión temporal de las instalaciones, dejando la terminal en custodia de IEnova. IEnova interpuso un juicio de amparo contra la clausura y ha presentado a la fiscalía pruebas del origen legal de los productos. En noviembre de 2021, la CRE notificó a IEnova el inicio de un procedimiento administrativo para revocar el permiso de almacenamiento en la terminal de Puebla por presunto incumplimiento de sus términos y condiciones. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, el equipo legal de IEnova planea presentar amparos y preparar una defensa ante la CRE.

b. Terminal marina en Baja California, México (Terminal de Baja Refinados)

El 12 de abril de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar, construir y operar una terminal marina, la cual se localizará 23 Km al Norte de Ensenada, Baja California, México. La terminal va a recibir, almacenar y entregar principalmente gasolina y diesel. En esa misma fecha, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con la empresa Chevron Combustibles de México S. de R. L. de C. V., subsidiaria de Chevron Corporation (“Chevron”), por aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir el 20 por ciento del capital de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 *Instrumentos financieros* y, por lo tanto, está dentro del alcance de la Norma Internacional de Información Financiera (“IFRS”, por sus siglas en inglés) 9 *Instrumentos financieros* como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su Valor Razonable (“FV” por sus siglas en inglés). Sin embargo, el FV de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que el precio de ejercicio de la opción es cercano a su FV, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de FV.

El 14 de marzo de 2018, la Compañía también firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP, subsidiaria de BP P. L. C. (“BP PLC”), por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, Terminal de Baja Refinados se encuentra en espera de obtención de permisos federales.

c. Terminal marina en Topolobampo, Sinaloa, México (Terminal de Topolobampo)

El 8 de julio de 2018, la Compañía ganó el concurso convocado por la Administración Portuaria Integral de Topolobampo, S. A. de C. V., (“API Topolobampo”) para la cesión de derechos concesionados de un área para construir y operar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos y otros, durante 20 años.

En septiembre y octubre de 2018, la Compañía anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon Petroleum Corporation (“MPC”) para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. Los acuerdos permitirán a ambos, Chevron y Marathon, utilizar aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir hasta el 25 por ciento de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 y, por lo tanto, está dentro

del alcance de la IFRS 9 como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su FV. Sin embargo, el FV de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que el precio de ejercicio de la opción es cercano a su FV, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de FV.

De acuerdo con lo establecido en las bases del concurso, la Compañía deberá cubrir una cuota inicial única en pesos como contraprestación por el derecho de construir, aprovechar y explotar la terminal marina en Topolobampo, pagadera en dos exhibiciones cada una de ellas por el 50 por ciento del monto total. El primer pago equivalente a \$18,400 (\$350,500 pesos mexicanos) fue realizado en julio de 2018.

El 26 de marzo de 2021, la Compañía firmó un contrato de largo plazo, denominado en dólares, con Trafigura México, S. A. de C. V. (“Trafigura”), para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diesel, en la terminal de recepción, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, se espera que la Terminal de Topolobampo finalice su construcción en el segundo trimestre de 2022, con fecha estimada COD en la segunda mitad de 2022 una vez que se obtengan ciertos permisos pendientes.

d. Terminal marina en Manzanillo, Colima, México (Terminal de Manzanillo)

El 26 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con Trafigura equivalente al 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

El 28 de septiembre de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar, construir y operar una terminal marina para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, la cual se localizará en Manzanillo, Colima, México.

Durante el segundo trimestre de 2019, la Compañía firmó dos contratos de largo plazo con BP Estaciones y Servicios Energéticos, S.A de C.V. (“BP”) y MPC para utilizar los servicios de recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados, asegurando el total de la capacidad de la terminal de Manzanillo.

En el primer trimestre de 2020, IEnova adquirió acciones adicionales en ICM por \$9,339, incrementando su participación de 53.7% a 82.5%. ICM posee ciertos permisos y terrenos donde IEnova está construyendo la terminal. Compañías afiliadas a Trafigura tenían el 49% de participación en el proyecto.

El 26 de marzo de 2021, la Compañía informó sobre la firma de un acuerdo de compraventa para llevar a cabo la adquisición de la participación restante del 17.5% que Trafigura Holdings, B.V. mantiene en la Terminal Marina de Productos Refinados en Manzanillo, Colima. El precio de compraventa de dichas acciones es \$6,700. El 6 de julio de 2021, esta transacción fue completada y IEnova alcanzó el 100% de la participación accionaria de ICM. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, Terminal de Manzanillo se encuentra en espera por falta de modificación de la CRE (Ver Nota 1.2.22).

e. Terminal en Poncitlán, Jalisco, México (Terminal de Guadalajara)

En abril 2019, la Compañía firmó un contrato a largo plazo con BP para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados en la terminal que la compañía está desarrollando en Guadalajara, Jalisco. La capacidad total de la terminal se definirá una vez completados los acuerdos comerciales con los clientes adicionales. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, Terminal de Guadalajara se encuentra en espera de obtención de permisos federales.

f. Proyecto de licuefacción de gas natural

A través de un acuerdo de inversión, Sempra LNG ECA Liquefaction, LLC. (“SLNGEL”) e IEnova están desarrollando un proyecto de licuefacción de gas natural propuesto en la planta de regasificación de Energía Costa Azul S. de R. L. de C. V. (“ECA”) de la cual es dueña IEnova. El

proyecto de instalación de licuefacción propuesto está previsto para su desarrollo en dos fases (un proyecto de escala media denominado ECA LNG Fase 1 y un proyecto a gran escala denominado ECA LNG Fase 2), que se está desarrollando para proporcionar a los compradores acceso directo a los suministros de GNL de la costa oeste. La planta de regasificación de ECA LNG tiene actualmente contratos rentables de regasificación a largo plazo para el 100 por ciento de la capacidad de ECA hasta 2028, se está tomando la decisión sobre si el proyecto de licuefacción ECA LNG Fase 2 depende, en parte sobre, si la inversión en un mecanismo de licuefacción a gran escala a largo plazo, sería más beneficioso financieramente que seguir suministrando servicios de regasificación bajo nuestros contratos existentes. No creemos que el desarrollo de la ECA LNG Fase 1 de GNL interrumpa las operaciones en las instalaciones de regasificación de ECA LNG.

En noviembre de 2018, Semptra LNG e IEnova firmaron contratos maestros con filiales de TOTAL S.A., Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para ECA LNG Fase 1 con respecto a las ventas de GNL de aproximadamente 2.5 Mtpa en conjunto. En abril de 2020, ECA Liquefaction S. de R. L. de C. V. (“ECAL”) ejecutó acuerdos definitivos de venta y compra de GNL a 20 años con Mitsui & Co., Ltd. y una filial de TOTAL S.A. por aproximadamente 0.8 millones de toneladas por año (“Mtpa”) de GNL y 1.7 Mtpa de GNL, respectivamente. Cada contrato sigue estando sujeto a ciertas condiciones habituales de efectividad, incluida nuestra decisión final de inversión (“FID” por sus siglas en inglés) para el proyecto. TOTAL S.A., también tiene la opción de adquirir una porción del capital en ECA LNG Fase 1.

En marzo de 2019, ECA LNG recibió dos autorizaciones del Departamento de Energía, (“DOE” por sus siglas en inglés) para exportar gas natural producido en Estados Unidos a México y para reexportar GNL a países no pertenecientes al TEMEC desde su proyecto ECA LNG Fase 1, una instalación de exportación de licuefacción de gas natural en tren con una capacidad de placa de 3.25 millones de Mtpa y capacidad de absorción inicial de aproximadamente de 2.5 Mtpa , y su proyecto ECA LNG Fase 2, cada uno de los cuales están en desarrollo.

El 27 de febrero de 2020, se celebró un contrato de Adquisiciones de Ingeniería para Construcción (“EPC” por sus siglas en inglés) con TechnipFMC para la ingeniería, adquisición y construcción de ECA LNG Fase 1. No tenemos ninguna obligación de seguir adelante con el contrato EPC, y podemos liberar a Technip USA Inc. para realizar partes del trabajo de conformidad con avisos limitados para continuar. Planeamos liberar completamente a TechnipFMC para realizar todo el trabajo para construir ECA LNG Fase 1 sólo después de llegar al FID con respecto al proyecto y después de que se cumplan ciertas otras condiciones. El precio total del contrato EPC para la ECA LNG Fase 1 se estima en \$1.5 miles de millones. Estimamos que los gastos de capital para la ECA LNG Fase 1 se aproximarán a \$2 miles de millones, incluidos los intereses capitalizados y la contingencia del proyecto. El costo real del contrato EPC y el importe real de estos gastos de capital pueden diferir, tal vez sustancialmente, de nuestras estimaciones.

El 17 de noviembre de 2020, IEnova anunció que llegó al FID para el desarrollo, construcción y operación de ECA LNG Fase 1 a través de ECAL. El 9 diciembre de 2020, IEnova informó a ECA LNG Holdings B.V, (“ECA LNG Holdings”) ha firmado un acuerdo de inversión de capital con una subsidiaria de Total relacionado a su participación en ECAL.

Según los términos del acuerdo, Total ha adquirido una participación accionaria del 16.6 por ciento en ECA LNG Holdings, mientras que IEnova y SLNGEL mantendrán una participación de 41.7 por ciento cada uno.

El 9 de diciembre de 2020, IEnova informó que ECA Liquefaction y Total SE (“Total”), han celebrado un financiamiento a cinco años por un monto total de hasta \$1.58 miles de millones en relación con ECAL. El Financiamiento, el cual no se consolidará en el Estado de Posición Financiera de IEnova, tiene tres tramos asociados a los compromisos de cada socio del negocio conjunto. Las instituciones financieras relacionadas con el tramo de IEnova son: The Bank of Nova Scotia (“BNS”), Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”), BBVA Securities Inc. y Banco Nacional de Mexico, S.A., integrante del Grupo Financiero Banamex. (Ver Nota 10.4).

A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, ECAL se encuentra en etapa de construcción con fecha estimada COD a finales de 2024.

1.3 Actividades

La Compañía reorganizó sus segmentos de informes anteriores a partir del primer trimestre de 2020. El cambio no afectó las políticas contables ni las bases de preparación de la información financiera. Este cambio refleja la forma en que la administración evaluará y revisará el desempeño del negocio. Las revelaciones se llevarán a cabo de manera uniforme de acuerdo con los nuevos segmentos establecidos para 2020. Los nuevos segmentos reportables son Gas, Almacenamiento y Electricidad. Los criterios de agregación y revelaciones correspondientes se encuentran descritos en la Nota 27.

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera, o tiene participación en, ductos de gas natural y un etanoducto, transporte, distribución y venta de gas natural, en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Durango, Chiapas, San Luis Potosí, Tabasco, Veracruz y Nuevo León, México.

El segmento Almacenamiento posee y opera una terminal de gas natural licuado (“GNL”) en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL. Adicionalmente, esferas de almacenamiento de gas licuado (“GLP”) en Jalisco, México y un gasoducto de GLP en Tamaulipas, México. La Compañía tiene en desarrollo proyectos para la construcción de terminales marinas y terrestres para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales estarán ubicadas en Veracruz, Estado de México, Puebla, Baja California, Sinaloa, Colima y Jalisco, México.

El segmento de Electricidad tiene en desarrollo, posee y opera proyectos de energía solar localizados en Baja California, Aguascalientes, Sonora y Chihuahua, México y una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de gas y una turbina de vapor en Baja California, México para dar servicio a clientes en los Estados Unidos, también dos parques eólicos localizados en Nuevo León y Baja California, México. Los proyectos de energía renovable utilizan los recursos solares y eólicos para suministrar energía a clientes en México y en los Estados Unidos.

La Compañía obtuvo la autorización correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) para la realización de estas actividades reguladas.

Estacionalidad de operaciones. La demanda de los segmentos de Gas y Electricidad tiene variaciones estacionales. Para el Segmento de Gas, la demanda de gas natural es mayor en época de verano e invierno. Para el Segmento de Electricidad, la demanda del servicio de suministro de energía eléctrica es mayor durante la época de clima cálido. El segmento de almacenamiento no experimenta fluctuación estacional.

Para más información sobre las actividades por subsidiaria que compone cada segmento, ver Estados Financieros Consolidados anuales de 2020, Nota 1.3.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las IFRS emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (“IASB”, por sus siglas en inglés).

2.2. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros y activos y pasivos reconocidos en la combinación de negocios que se miden a su valor razonable al final de la fecha de reporte, como se explica en las políticas contables incluidas a continuación.

a. *Costo histórico*

El costo histórico generalmente se basa en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

b. *FV*

El FV se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación. Al estimar el FV de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, si los participantes del mercado tomarían esas características al momento de fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición. El FV para propósitos de medición y/o revelación de estos Estados Financieros Consolidados se determina de forma tal, a excepción del FV de los arrendamientos financieros por cobrar que se determinan calculando el valor presente de los flujos de efectivo descontados ("FED"), incluyendo el período de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de Costo Promedio Ponderado de Capital ("WACC" por sus siglas en inglés) de la Compañía y las valuaciones que tienen algunas similitudes con FV, pero no es un FV, tales como el valor neto de realización de la IAS 2, *Inventarios* o el valor en uso de la IAS 36 *Deterioro de activos*.

Además, para efectos de información financiera, las mediciones de FV se clasifican en Nivel 1, 2 o 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del FV en su totalidad, las cuales se describen a continuación:

- Nivel 1 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de reporte; los mercados activos son transacciones de activos y de pasivos ocurridos frecuentemente y tienen un volumen que prevé información de precios sobre bases actuales.
- Nivel 2 mediciones del FV son aquellas derivadas de las entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o pasivo a la fecha de presentación de informes, ya sea directa (ejemplo: precios) o indirectamente (ejemplo: diferentes a precios); y
- Nivel 3 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de las técnicas de valuación que incluyen los inputs para los activos o pasivos, que no se basan en información observable del mercado indicadores no observables.

c. *Información comparativa*

Los Estados Financieros Consolidados proveen información comparativa respecto a los períodos anteriores.

2.3. Bases de consolidación de Estados Financieros

Los Estados Financieros Consolidados de IEnova incluyen los estados financieros de todas las entidades en las que mantiene control (sus subsidiarias).

Las subsidiarias son entidades controladas por la Compañía. La Compañía “controla” una entidad cuando está expuesta, o tiene derecho a, rendimientos variables derivados de su participación en la entidad y tiene la capacidad de afectar esos rendimientos a través de su poder sobre la entidad. Los estados financieros de las subsidiarias se incluyen en los Estados Financieros Consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha en que termina el control.

La Compañía reevalúa si tiene o no el control en una entidad si los hechos y circunstancias indican que hay cambios a uno o más de los tres elementos de control que se listaron anteriormente.

Cuando la Compañía tiene menos de la mayoría de los derechos de voto de una participada, tiene poder sobre la misma cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir sus actividades relevantes, de forma unilateral. La Compañía considera todos los hechos y circunstancias relevantes para evaluar si los derechos de voto de la Compañía en la participada son

suficientes para otorgarle poder, incluyendo:

- i. El porcentaje de participación de la Compañía en los derechos de voto en relación con el porcentaje y la dispersión de los derechos de voto de los otros tenedores de los mismos;
- ii. Los derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, por otros accionistas o por terceros;
- iii. Los derechos derivados de otros acuerdos contractuales, y
- iv. Cualquier hecho y circunstancia adicional que indiquen que la Compañía tiene, o no tiene, la capacidad actual de dirigir las actividades relevantes en el momento en que las decisiones deben tomarse, incluidas las tendencias de voto de los accionistas en las asambleas anteriores.

Cuando la Compañía pierde el control sobre una subsidiaria, da de baja los activos y pasivos de la subsidiaria, y cualquier Otro Resultado Integrale (“ORI”) relacionado y otros componentes del capital. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en los Estados Consolidados de Resultados. Cualquier participación retenida en la antes subsidiaria se mide a valor razonable cuando se pierde el control.

La utilidad o pérdida y cada componente de ORI se atribuyen a las participaciones controladoras y no controladoras. El resultado integral de las subsidiarias se atribuye a las participaciones controladoras de la Compañía y no controladoras aún si da lugar a un déficit en éstas últimas.

Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Los saldos y transacciones entre las compañías del grupo, y cualquier ingreso y gasto no realizado (excepto las ganancias o pérdidas por transacciones en moneda extranjera) que surjan de transacciones entre las compañías del grupo, se eliminan. Las ganancias no realizadas que surgen de transacciones con participadas puestas en equivalencia se eliminan contra la inversión en la medida de la participación del Grupo en la participada. Las pérdidas no realizadas se eliminan de la misma manera que las ganancias no realizadas, pero sólo en la medida en que no exista evidencia de deterioro.

El porcentaje de participación de IEnova en el capital social de sus subsidiarias al 31 de diciembre 2021, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación 2021
<i>Segmento de Gas:</i>	
Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos México, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos e Infraestructura del Norte, S. de R. L. de C. V. (antes Ductos e Infraestructura Marina, S. de R. L. de C. V.)	100.00
IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V. (“IEnova Pipelines”)	100.00
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos del Sureste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Infraestructura Marina Holding, B. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, LLC	100.00
Sempra Ecogas Holdings, LLC	100.00
Ecogas Movil, S. A. P. I. de C. V.	100.00

Compañía	Porcentaje de participación 2021
<i>Segmento de Almacenamiento:</i>	
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gas, S. de R. L. de C. V.	100.00
Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V.	100.00
TDF, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petroleum Liquids Holding, B. V.	100.00
IEnova Petrolíferos Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos III, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos IV, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos V, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos VI, S. de R. L. de C. V.	100.00
ICM Ventures Holding, B. V.	100.00
TP Terminals, S. de R.L. de C. V.	100.00
ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Midstream Holding B. V. (antes IEnova Renewable Holding II, B. V.)	100.00
IEnova IGP, S. A. P. I. de C. V.	100.00
IEnova Infraestructura Petrolera, S. A. P. I. de C. V.	100.00
<i>Segmento de Electricidad:</i>	
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias	100.00
Termoeléctrica U. S., LLC	100.00
Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Ventika Holding, S. a. r. l.	100.00
IEnova Ventika Holding II, S. a. r. l.	100.00
IEnova Ventika México, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Ventika México II, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ventika, S. A. P. I. de C. V. (Colectivamente “Ventika”)	100.00
Ventika II, S. A. P. I. de C. V. (Colectivamente “Ventika”)	100.00
ESJ Renovable I, S. de R. L. de C. V.	100.00
ESJ Renovable II, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ventika Energy B. V. (antes IEnova Renewable Holding I, B. V.)	100.00
Energía Sierra Juárez 2, U. S., LLC	100.00
Energía Sierra Juárez 2, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Sierra Juárez Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
ESJ Energy, B. V.	100.00
Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	100.00
Don Diego Solar Netherlands, B. V.	100.00
Don Diego Solar Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Don Diego Solar, S. A. P. I. de C. V.	100.00
IEnova Suministro Calificado, S. de R. L. de C. V. (antes BC Transmisión, S. de R. L. de C. V.)	100.00
Eólica Cimarrón, S. A. P. I. de C. V.	100.00
Cucapa Almacenamiento, S. A. P. I. de C. V.	100.00
Renewables Portfolio Minority B. V.	100.00
IG Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Sierra Juarez, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Sierra Juarez U.S., LLC	100.00
Energía Sierra Juarez U.S. Transmission, LLC	100.00
<i>Segmento Corporativo:</i>	
IEnova Holdco, S. de R. L. de C. V. (Antes Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V.)	100.00
Fundación IEnova, A. C.	100.00
Inmobiliaria IEnova, S. de R. L. de C. V.	100.00

Compañía	Porcentaje de participación 2021
Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V.	100.00
Servicios Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Ingeniería, S. de R. L. de C. V.	100.00
Servicios Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V.	100.00
Servicios ESJ, S. de R. L. de C. V.	100.00

2.4. Clasificación de costos y gastos

Los costos y gastos se presentan atendiendo a su función debido a que esa es la práctica del sector en el que opera la Compañía.

2.5. Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo consiste, en su mayoría, de depósitos en cuentas bancarias, así como inversiones a corto plazo altamente líquidos y de fácil conversión a efectivo, no mayores a tres meses desde su fecha de adquisición, las cuales tienen un riesgo bajo de cambios materiales en su valuación. El efectivo es conservado a su valor nominal y los equivalentes de efectivo a su FV; cualquier fluctuación en su valor son reconocidos en los Estados Consolidados de Resultados.

2.6. Efectivo restringido

El efectivo restringido comprende los importes de efectivo de fideicomisos utilizados por la Compañía para efectuar pagos por ciertos costos de operación, los cuales están garantizados hasta el término de los proyectos. También comprende efectivo restringido bajo la estructura de financiamiento de los proyectos.

2.7. Inversiones en valores a corto plazo

Las inversiones a corto plazo consisten principalmente en instrumentos del mercado de dinero, fácilmente convertibles en efectivo, altamente líquidas con vencimientos a tres meses, que están sujetas a cambios inmatereales en su valor y que son mantenidas con fines distintos a la operación.

2.8. Inventarios de gas natural

El inventario de GNL es registrado al menor de su costo o valor neto de realización, utilizando el método de primeras entradas primeras salidas. El valor neto de realización representa el precio estimado de venta de los inventarios menos los costos estimados necesarios para su venta.

2.9. Arrendamientos

2.9.1. La Compañía como arrendador

Los montos por pagar por los arrendatarios bajo arrendamientos financieros se reconocen como cuentas por cobrar por el importe de la inversión neta de la Compañía en los arrendamientos. Los ingresos por arrendamientos financieros se distribuyen en los periodos contables a fin de reflejar una tasa de retorno periódica y constante en la inversión neta de la Compañía con respecto a los arrendamientos.

El ingreso por rentas bajo arrendamientos operativos se reconoce empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos al negociar y acordar un arrendamiento operativo se adicionan al valor en libros del activo arrendado, y se reconocen empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento.

2.9.2. La Compañía como arrendatario

A continuación, se detallan las políticas contables de la Compañía tras la adopción de la IFRS 16 *Arrendamientos*, que se han aplicado desde la fecha de la adopción inicial, la cual fue el 1 de enero de 2019:

La IFRS 16 define el arrendamiento como un contrato, o parte de un contrato, que transmite el derecho de usar un activo (el activo subyacente) por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación.

Activos por derecho de uso

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan para cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento.

El costo de los activos por derecho de uso incluye el monto de los pasivos de arrendamiento reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o anteriormente, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por el derecho de uso se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro.

Pasivos de arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos los incentivos de arrendamiento por cobrar, los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos del arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que la Compañía razonablemente ejerza y los pagos de penalidades por rescindir un contrato de arrendamiento, si el plazo del mismo refleja que la Compañía ejercerá la opción de rescindir. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que se produce el evento o condición que genera el pago.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa incremental por préstamo en la fecha de inicio del arrendamiento si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Después de la fecha de inicio, la cantidad de pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamiento realizados.

Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento fijo en la sustancia o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor.

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de doce meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de arrendamientos de activos de bajo valor. Los pagos de arrendamiento a menos de doce meses y arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

2.10. Inversiones en negocios conjuntos ("JV's" por sus siglas en inglés)

Un JV es un acuerdo contractual mediante el cual las partes que tienen el control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del negocio conjunto. El control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control en un negocio, el cual existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren la aprobación unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados y los activos y pasivos de los JV se incorporan a los Estados Financieros Consolidados utilizando el método de participación, excepto si la inversión, o una porción de la misma, se clasifica como mantenida para su venta, en cuyo caso se contabiliza conforme a la IFRS 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas*. Conforme al método de participación, la inversión en JV inicialmente se contabiliza en el Estado Consolidado de Posición Financiera al costo y se ajusta por cambios posteriores a la adquisición por la participación de la Compañía en la utilidad o pérdida y el ORI de los JV's.

Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de un JV de la Compañía supera la participación de la Compañía en ese JV (que incluye los intereses a largo plazo que, en sustancia, forman parte de la inversión neta de la Compañía en el JV) la Compañía deja de reconocer su participación en las pérdidas. Las pérdidas adicionales se reconocen siempre y cuando la Compañía haya contraído alguna obligación legal o implícita o haya hecho pagos en nombre del JV.

Una inversión en un JV se registra utilizando el método de participación desde la fecha en que la participada se convierte en un JV. En la adquisición de la inversión en un JV, el exceso en el costo de adquisición sobre la participación de la Compañía en el FV neto de los activos y pasivos identificables en la inversión se reconoce como crédito mercantil, el cual se incluye en el valor en libros de la inversión.

Cualquier exceso de participación de la Compañía en el FV neto de los activos y pasivos identificables en el costo de adquisición de la inversión, después de la re-evaluación, se reconoce inmediatamente en los resultados del periodo en el cual la inversión se adquirió.

Los requerimientos de IFRS 9: se aplican para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro con respecto a la inversión de la Compañía en un JV. Cuando es necesario, se prueba el deterioro del valor en libros total de la inversión (incluyendo el crédito mercantil) de conformidad con IAS 36 como un único activo, comparando su monto recuperable (mayor entre valor en uso y FV menos costo de venta) contra su valor en libros. Cualquier pérdida por deterioro reconocida forma parte del valor en libros de la inversión. Cualquier reversión de dicha pérdida por deterioro se reconoce de conformidad con IAS 36 en la medida en que dicho monto recuperable de la inversión incrementa posteriormente.

La Compañía discontinúa el uso del método de participación desde la fecha en que la inversión deja de ser un JV, o cuando la inversión se clasifica como mantenida para la venta. Cuando la Compañía mantiene la participación en el JV la inversión retenida se mide a FV a dicha fecha y se considera como su FV al momento del reconocimiento inicial de conformidad con IFRS 9. La diferencia entre el valor contable del JV en la fecha en que el método de participación se discontinuó y el FV atribuible a la participación retenida y la ganancia por la venta de una parte del interés en el JV se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida por disposición del JV. Adicionalmente, la Compañía contabiliza todos los montos previamente reconocidos en los Estados Consolidados de Resultados y ORI en relación a ese JV con la misma base que se requeriría si ese JV hubiese dispuesto directamente los activos o pasivos relativos. Por lo tanto, si una ganancia o pérdida previamente reconocida en los Estados Consolidados de Resultados y ORI por dicho JV se hubiere reclasificado a los Estados Consolidados de Resultados al disponer de los activos o pasivos relativos, la Compañía reclasifica la ganancia o pérdida del capital a los Estados Consolidados de Resultados (como un ajuste por reclasificación) cuando el método de participación se discontinúa.

La Compañía sigue utilizando el método de participación cuando una inversión en una asociada se convierte en una inversión en un JV o una inversión en un JV se convierte en una inversión en una asociada. No existe una evaluación a FV sobre dichos cambios en la participación.

Cuando la Compañía reduce su participación en un JV pero sigue utilizando el método de participación, la Compañía reclasifica a resultados la proporción de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en el ORI en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al Estado Consolidado de Resultados en la disposición de los activos o pasivos relativos.

Cuando la Compañía efectúa transacciones con JV, las utilidades y pérdidas no realizadas se eliminan en proporción a la participación de la Compañía en el JV.

2.11. Combinaciones de negocios y adquisición de activos

La Compañía evaluará si la transacción u otros eventos es una combinación de negocios aplicado lo establecido en la IFRS 3 *Combinaciones de Negocios*, la cual requiere que los activos adquiridos y los pasivos asumidos constituyan un negocio. Si los activos adquiridos no son un negocio, la Compañía contabilizará la transacción o evento como una adquisición de activos.

Las adquisiciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. La contraprestación transferida en una combinación de negocios se mide a FV, el cual se calcula como la suma de los valores razonables de los activos transferidos por la Compañía, menos los pasivos incurridos por la Compañía con los anteriores propietarios de la empresa adquirida y las participaciones de capital emitidas por la Compañía a cambio del control sobre la empresa. Los costos relacionados con la adquisición generalmente se reconocen en el Estado de Resultados conforme se incurren.

A la fecha de adquisición, los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos se reconocen a FV con excepción de:

- i. Impuestos diferidos activos o pasivos y activos o pasivos relacionados con beneficios a empleados, que se reconocen y miden de conformidad con IAS 12 Impuestos a la Utilidad e IAS 19 Beneficios a los Empleados, respectivamente;
- ii. Activos (o un grupo de activos para su disposición) que se clasifican como mantenidos para venta de conformidad con la IFRS 5 que se miden de conformidad con dicha norma.

El crédito mercantil se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida, y el FV de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere) sobre el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición. Si después de una revaluación el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición excede la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida y el FV de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere), el exceso se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados como una ganancia por compra a precio de ganga.

Las participaciones no controladoras que son participaciones accionarias y que otorgan a sus tenedores una participación proporcional de los activos netos de la Compañía en caso de liquidación, se pueden medir inicialmente ya sea a FV o al valor de la participación proporcional de la participación no controladora en los montos reconocidos de los activos netos identificables de la empresa adquirida. La opción de base de medición se realiza en cada transacción. Otros tipos de participaciones no controladoras se miden a FV o, cuando aplique, con base en a lo especificado por otra IFRS.

Cuando la contraprestación transferida por la Compañía en una combinación de negocios incluya activos o pasivos resultantes de un acuerdo de contraprestación contingente, la contraprestación contingente se mide a su FV a la fecha de adquisición y se incluye como parte de la contraprestación transferida en una combinación de negocios. Los cambios en el FV de la contraprestación contingente que califican como ajustes del periodo de medición se ajustan retrospectivamente con los correspondientes ajustes contra crédito mercantil. Los ajustes del periodo de medición son ajustes que surgen de la información adicional obtenida durante el periodo de medición (que no puede ser mayor a un año a partir de la fecha de adquisición) sobre hechos y circunstancias que existieron a la fecha de adquisición.

El tratamiento contable para cambios en el FV de la contraprestación contingente que no califiquen como ajustes del periodo de medición depende de cómo se clasifique la contraprestación contingente. La contraprestación contingente que se clasifique como capital no se vuelve a medir en fechas de informe posteriores y su posterior liquidación se contabiliza dentro del capital. Otra contraprestación contingente que se clasifique como un activo o pasivo se vuelve a medir a FV en fechas de informe posteriores de conformidad con IFRS 9, o IAS 37 *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes*, según sea apropiado, reconociendo la correspondiente ganancia o pérdida en los resultados.

Cuando una combinación de negocios se logra por etapas, la participación accionaria previa de la Compañía en la empresa adquirida se remide al FV a la fecha de adquisición y la ganancia o pérdida resultante, si hubiere, se reconoce en los resultados. Los montos que surgen de participaciones en la empresa adquirida antes de la fecha de adquisición que han sido previamente reconocidos en ORI se reclasifican al Estado Consolidado de Resultados cuando este tratamiento sea apropiado si dicha participación se elimina.

Si el tratamiento contable inicial de una combinación de negocios está incompleto al final del periodo de informe en el que ocurre la combinación, la Compañía reporta montos provisionales para las partidas cuya contabilización esté incompleta. Dichos montos provisionales se ajustan durante el periodo de medición o se reconocen activos o pasivos adicionales para reflejar la nueva información obtenida sobre los hechos y circunstancias que existieron a la fecha de adquisición y que, de haber sido conocidos, hubiesen afectado a los montos reconocidos a dicha fecha.

Cuando una transacción u otro evento no cumple con la definición de una combinación de negocios debido a que el activo o grupo de activos no cumple con la definición de un negocio, se le denomina “adquisición de activos”. En tales circunstancias, el adquirente:

- i. Identifica y reconoce individualmente los activos identificables adquiridos y pasivos asumidos; y
- ii. Asigna el costo del grupo de activos y pasivos, individualmente de los activos identificables y pasivos sobre la base de sus valores razonables relativos en la fecha de compra.

Además, en una adquisición de activos, la adquirente generalmente capitaliza los costos de la transacción como parte del costo de los activos adquiridos, aplica la excepción al reconocimiento de impuestos diferidos que surgen del reconocimiento inicial de activos y pasivos, y no reconoce pasivos contingentes.

2.12. Crédito mercantil

Para evaluar el deterioro, el crédito mercantil se asigna a cada segmento de operación de la Compañía que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

La unidad generadora de efectivo ("UGE") a la que se le ha asignado crédito mercantil se prueba anualmente por deterioro, o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la unidad pueda estar deteriorada. Si el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor que su importe en libros, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier crédito mercantil asignado a la unidad y luego a los otros activos de la unidad a prorrata de acuerdo al valor registrado de cada activo en la unidad. Cualquier pérdida por deterioro del crédito mercantil se reconoce directamente en resultados en el Estado Consolidado de Resultados. Una pérdida por deterioro al crédito mercantil reconocida no se reversa en periodos posteriores.

Al disponer de la unidad generadora de efectivo, el monto del crédito mercantil atribuible se incluye en la determinación de la utilidad o pérdida por disposición.

2.13. Bonos de carbono

La Compañía registra los bonos de carbono, o bonos de emisión; (“CAs”, por sus siglas en inglés) bajo el modelo de inventario, por lo que los CAs se miden a un costo promedio ponderado. Los CAs asignados por un organismo regulador tendrán una base de costo cero, los CAs comprados en una subasta o de otros participantes del mercado se registran a su precio de compra y los CAs adquiridos

cuando la Compañía elige por liquidar físicamente futuros de carbono se registran con base en el precio de liquidación. El costo promedio ponderado de los CAs consumidos (es decir, carbono se emite mientras se genera energía) se carga al costo de ingresos de cada periodo. El valor de los CAs se evalúa bajo el enfoque de “costo o valor neto de realización, el menor”. El inventario de CAs se clasifica como otros activos circulantes u otros activos no circulantes si se espera entregar dicho inventario dentro de un plazo mayor a año a partir de la fecha de los Estados Consolidados de Posición Financiera. Las entradas y salidas de efectivo de los CAs se clasifican como una actividad de operación en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo. (Ver Nota 20.).

2.14. *Propiedades, planta y equipo*

Las propiedades, planta y equipo se presentan en los Estados Consolidados de Posición Financiera a su costo de adquisición menos depreciación acumulada y, en su caso, pérdidas por deterioro. El costo de adquisición incluye mano de obra, costo de materiales y el costo de servicios de construcción.

La Compañía reconoce una obligación de desmantelamiento de activos al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos se retiren de servicio, si se tiene una obligación legal de retiro y si se puede realizar una estimación del FV.

Las propiedades, planta y equipo incluyen gastos mayores de mejoras y remplazos de partes, los cuales extienden la vida útil de los activos o incrementan su capacidad. Los costos rutinarios de mantenimientos se reconocen como gasto cuando se incurrir.

La construcción en proceso para fines de producción, suministro o administrativos se registra al costo, menos cualquier pérdida reconocida por deterioro. El costo incluye los honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por intereses capitalizados de acuerdo con la política contable de la Compañía. Estas propiedades se clasifican en las categorías apropiadas de propiedad, planta y equipo cuando esté terminado y listas para su uso planeado. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, comienza cuando los activos están listos para el uso previsto.

Los terrenos no se deprecian. Los edificios, equipo y otros activos se expresan a su costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor.

La depreciación se reconoce como disminución al valor de los activos (otros que no sean terrenos y construcción en proceso) menos su valor residual, utilizando el método de línea recta. Las vidas útiles estimadas, el valor residual y el método de depreciación se revisan al final de cada periodo de reporte, con efecto de cualquier cambio en la estimación en base prospectiva.

Un elemento de propiedades, planta y equipo será dado de baja en el momento de su enajenación o cuando no se esperen beneficios económicos futuros que surjan del uso continuo del activo. Cualquier ganancia o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de una partida de propiedad, planta y equipo se determina como la diferencia entre los ingresos por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en resultados.

2.15. *Activos intangibles*

Cuando se adquiere un activo intangible en una combinación de negocios y se reconocen separadamente del crédito mercantil, su costo inicial será su FV en la fecha de adquisición (cuando es diferente su costo).

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, un activo intangible adquirido en una combinación de negocios se reconocerá por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro, sobre la misma base que los activos intangibles que se adquieren de forma separada.

2.16. *Deterioro del valor de los activos tangibles e intangibles (excluyendo el crédito mercantil)*

Al final de cada periodo de reporte, la Compañía revisa los valores en libros de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existen indicios de que han sufrido alguna pérdida por deterioro.

Si existe algún indicio, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (en caso de existir alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Compañía estima el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se puede identificar una base razonable y consistente de distribución, los activos corporativos también se asignan a las unidades generadoras de efectivo individuales, o de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso, se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año, y cuando exista un indicio de que el activo pudo haberse deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el FV menos el costo de venderlo y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado los flujos de efectivo futuros estimados.

Si se estima que el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor en libros, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados, salvo si el activo se registra a un monto reevaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución de la revaluación.

Posteriormente cuando una pérdida por deterioro se revierte, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa al valor estimado revisado a su monto recuperable, de tal manera que el valor en libros incrementado no exceda el valor en libros que se hubiera determinado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. La reversión de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición clasificados como mantenidos para la venta se valúan al menor entre su valor en libros y el FV de los activos menos los costos para su venta. La evaluación entre el valor en libros y el FV menos los costos para su venta se efectúan siempre que dichos activos cumplan con los criterios para ser clasificados como mantenidos para la venta.

El FV es un estimado del precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación. Por consiguiente, una vez que la compra sea completada puede resultar en una ganancia o pérdida.

2.17. Activos de larga duración disponibles para la venta y operaciones discontinuas

Los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición se clasifican como mantenidos para su venta si su valor en libros será recuperado a través de su venta y no mediante su uso continuo. Se considera que esta condición ha sido cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable y el activo (o grupo de activos en disposición) está disponible para su venta inmediata en su condición actual sujeta únicamente a términos comunes de venta de dichos activos.

Una operación discontinua es un componente de la compañía que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como disponible para la venta (o es parte de un plan único y coordinado para disponer de) y representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto; o es una compañía subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Una operación discontinua se presenta como un importe único en el Estado Consolidado de Resultados que comprende el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuas y la ganancia o pérdida después de impuestos reconocida por la medición a FV menos costos de venta, o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinua.

Si la Compañía no cumple con los criterios establecidos según la IFRS 5 o decide hacer cambios al plan de venta, deberá medir el activo no corriente que deje de estar clasificado como mantenido para la venta considerando el menor de:

- i. Su importe en libros antes de que el activo fuera clasificado como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación, amortización o revaluación que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta, y
- ii. Su importe recuperable en la fecha de la decisión posterior de no venderlo.

La Compañía incluirá cualquier ajuste requerido al importe en libros de un activo no corriente, que deje de estar clasificado como mantenido para la venta, dentro de los resultados de las operaciones continuas, en el período en que dejen de cumplirse los criterios de la IFRS 5 y como resultado, los Estados Financieros Consolidados de los períodos desde la clasificación de como mantenidos para la venta deberán modificarse. La Compañía presentará ese ajuste en el mismo rubro del estado del resultado integral utilizado para presentar la pérdida o ganancia en la remediación de activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta que no cumplan con la definición de operaciones discontinuadas.

Si una entidad deja de clasificar un componente como disponible para la venta, el resultado de las operaciones de dicho componente previamente presentado dentro de operaciones discontinuas debe reformularse e incluirse en los ingresos por operaciones continuas para todos los periodos presentados.

Los montos presentados para los activos no corrientes, o para los activos y pasivos de los grupos disponibles para la venta en los Estados Consolidados de Posición Financiera no deberán reclasificarse o reformularse.

2.18. Costos de préstamos

Los costos de préstamos atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales constituyen activos que requieren de un periodo de tiempo substancial hasta que están listos para su uso o venta, se adicionan al costo de dichos activos durante ese tiempo y hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

En la medida en que la Compañía solicita préstamos generales y los utiliza con el propósito de obtener un activo calificable, la Compañía determina el monto de los costos de préstamos elegibles a capitalizar aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos sobre el activo calificable. La tasa de capitalización es el promedio ponderado de los costos de préstamos aplicables a dichos préstamos de la Compañía pendientes de pago durante el período, diferentes de préstamos específicos para propósitos de obtener un activo calificable.

El monto de los costos de préstamos que la Compañía capitalice durante el período no debe exceder el monto de los costos de préstamos incurridos. Para las relaciones designadas como cobertura de flujos de efectivo, los efectos de los derivados no son incluidos en la capitalización de intereses. El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables se deduce de los costos de préstamos elegibles para ser capitalizados.

Todos los otros costos de préstamos se reconocen en resultados durante el periodo en que se incurren.

2.19. Beneficios a los empleados

Los beneficios al retiro por planes de contribuciones definidas se reconocen como gastos cuando los empleados han prestado sus servicios que les otorgan el derecho a dichos beneficios.

De conformidad con la Ley Federal del Trabajo de México, la Compañía otorga primas de antigüedad a los empleados en ciertas circunstancias. Estos beneficios consisten en un pago único equivalente a 12 días de salario por cada año de servicio (con el último sueldo del empleado, pero no superior a dos veces el salario mínimo legal), a pagar a todos los empleados con 15 o más años de servicio, así como a ciertos empleados a los que se les termina su relación laboral de manera involuntaria antes de la obtención legal de dicho beneficio.

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, de acuerdo con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso), se refleja de inmediato en el Estado Consolidado de Posición Financiera con cargo a crédito que se reconoce en los Estados Consolidados de Resultados y ORI en el periodo en que se incurren.

Las remediones que reconocen los ORI se reconocen en las utilidades retenidas y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos de servicios dentro de los gastos administrativos y otros en los Estados Consolidados de Resultados. La Compañía presenta los costos por intereses dentro de los costos financieros en los Estados Consolidados de Resultados. La obligación por los beneficios al retiro es reconocida en los Estados Consolidados de Posición Financiera y está representada por el valor presente de la obligación por beneficios definidos al final de cada periodo de reporte.

2.19.1. Beneficios a los empleados a corto plazo y otros beneficios a largo plazo y la Participación de los Trabajadores en las Utilidades (“PTU”).

Se reconoce un pasivo por beneficios que correspondan a los empleados con respecto a sueldos y salarios, vacaciones anuales y licencia por enfermedad en el periodo de servicio en que es prestado por el importe no descontado por los beneficios que se espera pagar por ese servicio.

Los pasivos reconocidos por los beneficios a los empleados a corto plazo se valúan al importe no descontado por los beneficios que se espera pagar por ese servicio y se presentan en el rubro de otros pasivos.

Los pasivos reconocidos por otros beneficios a largo plazo se valúan al valor presente de las salidas de efectivo futuras estimadas que la Compañía espera hacer relacionadas con los servicios proveídos por los empleados a la fecha de reporte.

2.19.2. Participación de los trabajadores en las utilidades

La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro de gastos de operación.

Como resultado de la Ley del Impuesto Sobre la Renta de 2014, al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, la PTU se determina con base en la utilidad fiscal conforme a la fracción I del artículo 9 de la misma Ley.

2.20. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, (ya sea legal o asumida) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía tenga que liquidar la obligación, y puede hacerse una estimación confiable del importe de la obligación.

El importe que se reconoce como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, al final del periodo de sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando se valúa una provisión usando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando los efectos del valor del dinero en el tiempo son materiales).

Cuando se espera la recuperación de un tercero de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión por parte de un tercero, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el desembolso y el monto de la cuenta por cobrar puede ser valuado confiablemente.

2.21. Instrumentos financieros

Los activos financieros y pasivos financieros se reconocen cuando la Compañía se convierte en una parte de las disposiciones contractuales de los instrumentos.

Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su FV. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a FV con cambios en resultados) se suman o reducen del FV de los activos o pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su FV con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.21.1. Costo amortizado

El costo amortizado de un activo o pasivo financiero es el importe por el que se mide el activo o pasivo financiero al reconocimiento inicial, menos las devoluciones del principal, más o menos la amortización acumulada usando el método de interés efectivo, de cualquier diferencia entre el importe inicial y el monto al vencimiento, menos cualquier disminución por deterioro.

El método de interés efectivo es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento de deuda o un pasivo financiero y de asignación de los ingresos por intereses o gastos en el período en cuestión.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo o pagos (incluyendo todos los honorarios y montos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a través de la vida esperada del instrumento de deuda o, en su caso, un período más corto, al valor neto contable en el reconocimiento inicial.

2.21.2. FV

El FV se define en la Nota 2.2.b.

2.22. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros “a FV con cambios a través de resultados” (“FVTPL”, por sus siglas en inglés), inversiones “conservadas al vencimiento”, activos financieros ‘disponibles para su venta’ (“AFS”, por sus siglas en inglés) y “préstamos y cuentas por cobrar” (a costo amortizado). La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todas las compras o ventas de activos financieros realizadas de forma habitual se reconocen y eliminan con base en la fecha de negociación. Las compras o ventas realizadas de forma habitual son aquellas compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de los activos dentro del marco de tiempo establecido por norma o costumbre en dicho mercado.

2.22.1. Costo amortizado / método de la tasa de interés efectiva

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento de deuda y de asignación del ingreso o costo financiero durante el periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los ingresos futuros de efectivo estimados (incluyendo todos los honorarios y puntos base pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, costos de la transacción y otras primas o descuentos) durante la vida esperada del instrumento de deuda o, cuando es apropiado, un periodo menor, al valor en libros neto al momento del reconocimiento inicial.

2.22.2. Activos financieros a FVTPL

Los activos financieros son clasificados a FVTPL cuando el activo financiero es mantenido con fines de negociación o es designado como un activo financiero a FVTPL.

Un activo financiero se clasifica como mantenido con fines de negociación si:

- i. Se compra principalmente con el objetivo de venderlo en un corto plazo; o
- ii En su reconocimiento inicial, es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados que la Compañía administra conjuntamente, y para la cual existe un patrón real reciente de toma de utilidades a corto plazo; o
- iii. Es un derivado que no está designado y es efectivo como instrumento de cobertura.

Un activo financiero que no sea un activo financiero mantenido con fines de negociación podría ser designado como un activo financiero a FVTPL si se cumplen ciertas condiciones. La Compañía no ha designado activos financieros a FVTPL.

Los activos financieros a FVTPL se registran a FV, reconociendo en resultados cualquier utilidad o pérdida que surge de su revaluación. La utilidad o pérdida neta reconocida en los resultados incluye cualquier dividendo o interés obtenido del activo financiero y se incluye en el rubro de 'otros ingresos y gastos' en los Estados Consolidados de Resultados. El FV se determina de la forma descrita en la Nota 2.2.b.

2.22.3. *Inversiones conservadas al vencimiento*

Las inversiones conservadas al vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento que la Compañía tiene la intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. Con posterior al reconocimiento inicial, se valúan al costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro. La Compañía no posee activos financieros conservados al vencimiento.

2.22.4. *Préstamos y cuentas por cobrar*

Los préstamos y las cuentas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo cuentas por cobrar, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables) se valúan al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos cualquier deterioro.

Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa de interés efectiva, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo en caso de que el reconocimiento de los intereses sea inmaterial.

2.22.5. *Deterioro de activos financieros*

Los activos financieros son sujetos a pruebas de deterioro al final de cada período de reporte. Se considera que los activos financieros están deteriorados, cuando existe evidencia objetiva que, como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo financiero, los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero han sido afectados.

Para todos los demás activos financieros, la evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

- i. Dificultades financieras significativas del emisor o contraparte;
- ii. Incumplimiento en el pago de los intereses o el principal;
- iii. Es probable que el prestatario entre en quiebra o en una reorganización financiera; o
- iv. La desaparición de un mercado activo para el activo financiero debido a dificultades financieras.

El valor en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros, excepto para las cuentas por cobrar, donde el valor en libros se reduce a través de una cuenta de estimación para cuentas de cobro dudoso. Cuando se considera que una cuenta por cobrar es incobrable, se elimina contra dicha estimación. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la estimación. Los cambios en el valor en libros de la cuenta de la estimación se reconocen en los Estados Consolidados de Resultados como una estimación de cuentas.

2.22.6. *Baja de activos financieros*

La Compañía deja de reconocer un activo financiero únicamente cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o cuando se transfieren de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero.

Si la Compañía no transfiere ni retiene substancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconocerá su participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si la Compañía retiene substancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo colateral por los recursos recibidos.

En la baja de un activo financiero en su totalidad, la diferencia entre el valor en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida se reconoce en los Estados Consolidados de Resultados.

2.23. Pasivos financieros e instrumentos de patrimonio

2.23.1. Clasificación como deuda o capital

Los instrumentos de deuda y de capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o como de capital, de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de pasivo financiero y de instrumento de capital.

2.23.2. Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad, una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de capital emitidos por la Compañía se registran por el importe recibido, neto de costos directos de emisión.

Las recompras de instrumentos de capital propios se reconocen y se reducen directamente en capital. Ninguna ganancia o pérdida derivada de compra, venta, emisión o cancelación de los propios instrumentos de capital de la Compañía es reconocida en resultados.

2.23.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como pasivos financieros a FVTPL o como otros pasivos financieros.

2.23.3.1. Pasivos financieros a FVTPL

Un pasivo financiero a FVTPL es un pasivo financiero que se clasifica como mantenido con fines de negociación o se designa como a FVTPL.

Un pasivo financiero se clasifica como mantenido con fines de negociación si:

- i. Se adquiere principalmente con el objetivo de recomprarlo en un futuro cercano o;
- ii. Es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados que se administran conjuntamente, y para la cual existe evidencia de un patrón reciente de toma de utilidades a corto plazo; o
- iii. Es un derivado que no está designado o no es efectivo, como instrumento de cobertura.

Un pasivo financiero distinto a un pasivo financiero con fines de negociación o contraprestación contingente que sería pagada por el adquirente como parte de una combinación de negocios puede ser designado como a FVTPL al momento del reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros a FVTPL se registran a FV, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su remediación en resultados, incluye cualquier dividendo o interés pagado del pasivo financiero y se presenta en el rubro de "Otras pérdidas y ganancias" en los Estados Consolidados de Resultados. El FV se determina conforme lo descrito en la Nota 23.

2.23.3.2. Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros (incluyendo préstamos, cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables, cuentas por pagar y depósitos de clientes) son valuados posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

2.23.3.3. Baja de pasivos financieros

La Compañía da de baja los pasivos financieros si, y solo si, las obligaciones se cumplen, cancelan o expiran. La diferencia entre el monto registrado de los pasivos financieros dados de baja y el monto pagado y por pagar es reconocida en el Estado Consolidado de Resultados.

2.24. Instrumentos financieros derivados

La Compañía mantiene instrumentos financieros derivados para reducir exposiciones a riesgos. Estos instrumentos son negociados con instituciones de reconocida solvencia financiera y los límites de negociación son establecidos para cada institución. La política de la Compañía es la realización de operaciones con instrumentos financieros derivados con la finalidad de compensar la exposición a los riesgos por medio de la administración de riesgos. Para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados. (Ver Nota 23.).

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al FV en el Estado Consolidado de Posición Financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su FV a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su FV al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el Estado Consolidado de Resultados en la misma línea de la partida cubierta por los derivados que son de cobertura.

2.24.1. Derivados implícitos

Los derivados implícitos en contratos anfitriones no derivados son tratados como derivados por separado cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos anfitriones y estos últimos no se miden a su FVTPL.

2.24.2. Exención de uso propio

Los contratos que han sido celebrados y que se mantienen con el propósito de recibir y entregar alguna partida no financiera, de acuerdo con las necesidades previstas de compra, venta o de uso de la Compañía, caen en “uso propio” (o “compra o venta normal”). Bajo esta exención, los acuerdos de suministros físicos ordinarios son excluidos del tratamiento de la contabilidad de instrumentos derivados.

2.25. Contabilidad de coberturas

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, los cuales incluyen, derivados, derivados implícitos y no derivados con respecto al riesgo de moneda extranjera, ya sea como coberturas de FV, coberturas de flujo de efectivo, o coberturas de la inversión neta en una operación extranjera. La cobertura del riesgo de moneda extranjera de un compromiso en firme se contabiliza como cobertura de flujos de efectivo.

Para estos instrumentos de cobertura, al inicio de la cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia de administración para emprender diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y continuamente, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo para compensar la exposición a los cambios en el FV o los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta.

2.25.1. Coberturas de flujo de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el FV de los derivados que se designan y califican como cobertura de flujo de efectivo se reconocen en ORI y se acumulan bajo la reserva de cobertura sobre los flujos de efectivo. Las pérdidas y ganancias relativas a la porción no efectiva del instrumento de cobertura se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados.

Los montos previamente reconocidos en las otras partidas del resultado integral y acumulados en el capital contable, se reclasifican a los resultados en los periodos en los que la partida cubierta se reconoce en los resultados, en el mismo rubro del Estado Consolidado de Resultados de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, cuando una transacción pronosticada que está cubierta da lugar al reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, las pérdidas o ganancias previamente acumuladas reconocidas en ORI y acumuladas en el capital contable, se transfieren y se incluyen en la valuación inicial del costo del activo o del pasivo no financiero.

La contabilización de coberturas se discontinúa cuando la Compañía revoca la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, termina, o se ejerce, o cuando deja de cumplir con los criterios para la contabilización de coberturas.

Cualquier ganancia o pérdida reconocida en ORI y acumulada en el capital contable, se mantendrá en el capital contable hasta que la transacción pronosticada sea finalmente reconocida en los resultados. Cuando ya no se espera que la transacción pronosticada ocurra, la ganancia o pérdida acumulada en el capital contable, se reclasificará inmediatamente a los resultados.

2.25.2. Coberturas de FV

Los cambios en el FV de los derivados que se designan y califican como coberturas de FV se reconocen de forma inmediata en los resultados, junto con cualquier cambio en el FV del activo o pasivo cubierto que se atribuya al riesgo cubierto.

El cambio en el FV del instrumento de cobertura y el cambio en la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se reconocen en el rubro del Estado Consolidado de Resultados relacionada con la partida cubierta.

La contabilización de coberturas se discontinúa cuando la Compañía revoca la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, termina, o se ejerce, o cuando deja de cumplir con los criterios para la contabilización de coberturas. El ajuste a FV del valor en libros de la partida cubierta que surge del riesgo cubierto, se amortiza a resultados a partir de esa fecha.

2.26. Impuestos a la utilidad

El gasto por impuestos a la utilidad (Impuesto Sobre la Renta (“ISR”)) representa la suma de los impuestos causados y el impuesto diferido.

2.26.1. Impuestos causados

El impuesto causado calculado corresponde al ISR y se registra en los resultados del año en que se causa.

2.26.2. Impuestos diferidos

Los impuestos a la utilidad diferidos se reconocen sobre las diferencias temporales entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los Estados Financieros Consolidados y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar el resultado fiscal.

El pasivo diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias fiscales temporales. El activo diferido, se reconoce generalmente por todas las diferencias temporales deducibles, en la medida en que resulte probable que la Compañía disponga de utilidades fiscales futuras contra las que pueda aplicar esas diferencias temporales deducibles. Estos activos y pasivos diferidos no se reconocen si las diferencias temporales surgen del reconocimiento inicial (distinto al de la combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una operación que no afecta el resultado fiscal ni el contable. Adicionalmente, los pasivos diferidos no son reconocidos si las diferencias temporales son del reconocimiento inicial del crédito mercantil.

Se reconoce un pasivo por impuestos diferidos por diferencias temporales gravables asociadas con inversiones en subsidiarias y asociadas, y participaciones en JVs, excepto cuando la Compañía es capaz de controlar la reversión de la diferencia temporal y cuando sea probable que la diferencia temporal no se reversará en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporales asociadas con dichas inversiones y participaciones se reconocen únicamente en la medida en que resulte probable que habrá utilidades fiscales futuras suficientes contra las que se utilicen esas diferencias temporales y se espera que éstas se reversarán en un futuro cercano.

El valor en libros de un activo por impuestos diferidos debe someterse a revisión al final de cada periodo sobre el que se informa y se debe reducir en la medida que se estime probable que no habrá utilidades gravables suficientes para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valúan empleando las tasas fiscales que se espera aplicar en el periodo en el que el pasivo se pague o el activo se realice, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que hayan sido aprobadas o sustancialmente aprobadas al final del periodo sobre el que se informa.

La valuación de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

2.26.3. Impuestos causados y diferidos del periodo

Los impuestos causados y diferidos se reconocen en resultados, excepto cuando se reconocen en ORI o directamente en el capital contable, en su caso, el impuesto corriente y diferido se reconoce en ORI o en capital contable, respectivamente. Cuando surgen del reconocimiento inicial de una combinación de negocios el efecto fiscal se incluye dentro del reconocimiento de la combinación de negocios.

2.26.4. Impuestos al activo

El impuesto al activo (“IMPAC”) que se espera recuperar, se registra como un crédito fiscal y se presenta en el Estado Consolidado de Posición Financiera en el rubro de impuestos diferidos.

2.27. Reconocimiento de ingresos

La Compañía aplicó la IFRS 15 *Ingresos procedentes de contratos con clientes*. La información sobre las políticas contables de la Compañía relativas a los contratos con clientes se proporciona en la Nota 28. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente en un monto que refleja la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. La Compañía generalmente ha concluido que actúa como principal para los contratos con clientes.

Las revelaciones de juicios contables significativos, estimaciones y suposiciones relacionadas con los ingresos por contratos con clientes se proporcionan en la Nota 28.

2.27.1. Venta de bienes

Los ingresos por la venta de bienes se reconocen a través del tiempo cuando el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la compañía.

La administración consideró un expediente práctico que permite a las compañías reconocer los ingresos en función del monto facturado al cliente cuando el monto de la factura corresponde directamente con el valor transferido.

Los siguientes flujos de ingresos relacionados con la venta de bienes se reconocen de acuerdo con la política contable anterior: como se describe con más detalle a continuación:

- i. Las ventas de gas natural y los costos relacionados se reconocen en la transferencia del título, que coincide con la entrega física de gas natural a los clientes; y,
- ii. La generación de energía eléctrica en los ingresos se reconoce cuando se entrega la energía generada.

2.27.2. Prestación de servicios

Según la IFRS 15, los ingresos se reconocen cuando se cumple la obligación de desempeño de una compañía que se produjo cuando el servicio contratado se transfiere al cliente en un momento dado o a través en el tiempo.

Los principales servicios se consumen simultáneamente, por lo que la obligación de desempeño es elegible para el reconocimiento a lo largo del tiempo.

La administración consideró un expediente práctico que permite a las empresas reconocer los ingresos en función del monto facturado al cliente cuando el monto de la factura corresponde directamente con el valor transferido.

Los siguientes flujos de ingresos relacionados con la prestación de servicios se reconocen de acuerdo con la política contable anterior como se describe con más detalle a continuación:

- i. La capacidad de almacenamiento y regasificación se reconoce en base a las tarifas de reserva y uso según los acuerdos de capacidad de la terminal y los acuerdos de servicio de inyección de nitrógeno;
- ii. Los ingresos y costos y gastos relacionados con la distribución de gas y el transporte se reconocen cuando se prestan los servicios de distribución o transporte;
- iii. Los ingresos también incluyen ganancias y pérdidas netas realizadas y el cambio neto en el FV de ganancias y pérdidas no realizadas en contratos de derivados para gas natural; y,
- iv. Los ingresos y costos relacionados con los servicios administrativos y de otro tipo se reconocen cuando dichos servicios se prestan de acuerdo con los contratos de servicios relacionados.

2.27.3. Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses de un activo financiero se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan a la compañía y la cantidad de ingresos se pueda medir de manera confiable. Los ingresos por intereses se devengan en forma oportuna, en referencia al principal pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que descuenta exactamente los recibos de efectivo futuros estimados a lo largo de la vida útil esperada del activo financiero a su valor neto en libros en el reconocimiento inicial.

2.27.4. Ingresos por arrendamiento

La política de la Compañía para el reconocimiento de los ingresos por arrendamientos financieros se describe en la Nota 2.9.1.

2.28. Transacciones en monedas extranjeras

La moneda funcional de la Compañía es el dólar, excepto por ECO en el segmento de Gas y Fundación IEnova y Servicios DGN de Chihuahua S. de R. L. de C. V. (“SDGN”) en el segmento de Corporativo, en donde la moneda funcional es el peso.

En la preparación de los estados financieros de cada subsidiaria de la Compañía, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional (dólar o pesos) se registran a los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Al final de cada periodo de reporte, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera se convierten a los tipos vigentes en esa fecha. Las partidas no monetarias a FV que son denominadas en monedas extranjeras se convierten a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que el FV fue determinado. Las partidas no monetarias que se miden en términos de costo histórico en una moneda extranjera no se convierten.

Las diferencias cambiarias en partidas monetarias son reconocidas en los resultados del periodo en que fueron generadas excepto por:

- i. Diferencias cambiarias sobre préstamos en moneda extranjera relacionados con activos en construcción para uso en la producción futura, las cuales son incluidas en el costo de dichos activos cuando se consideran como ajustes al costo por intereses sobre dichos préstamos denominados en moneda extranjera;
- ii. Diferencias cambiarias sobre las partidas monetarias por cobrar o por pagar en una operación extranjera en la cual, la liquidación no está planeada ni es probable que ocurra (por lo tanto, forma parte de la inversión neta de la operación), las cuales son reconocidas inicialmente en los ORI y son recicladas a resultados en el pago de las partidas monetarias.

Para efectos de la presentación de los Estados Financieros Consolidados, los activos y pasivos de las subsidiarias de la Compañía que mantienen el peso como moneda funcional, son convertidos a dólares (moneda de reporte de la Compañía) utilizando tipos de cambio de cierre de cada periodo de reporte. Las partidas de los Estados de Resultados son convertidas al tipo de cambio promedio del periodo, a menos de que existan fluctuaciones cambiarias significativas durante dicho periodo, en cuyo caso se utilizan los tipos de cambio a las fechas de las transacciones. Las diferencias cambiarias que surjan, en su caso, son reconocidas en los ORI y acumuladas en el capital.

En la baja de una operación con moneda funcional peso, todas las diferencias cambiarias acumuladas en el capital respecto a dicha operación atribuible a la participación controlada de la Compañía son reclasificadas a los resultados.

3. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, la Administración debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos en los Estados Financieros Consolidados.

Las estimaciones y supuestos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos son revisados de manera regular. Los cambios en las estimaciones contables son reconocidos en el periodo que se realizó el cambio y periodos futuros, si el cambio afecta tanto el periodo actual como los periodos siguientes.

3.1. Juicios críticos al aplicar las políticas contables

A continuación, se presentan principales juicios, aparte de aquellos que involucran las estimaciones (ver Nota 3.2.), realizados por la administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen un efecto significativo en los montos reconocidos en los Estados Financieros Consolidados.

3.1.1. Contingencias

La Compañía registra pérdidas sobre las estimaciones de impactos de varios asuntos, situaciones o circunstancias que involucran una incertidumbre en los resultados. Las pérdidas por contingencias, la Compañía devenga la pérdida cuando el evento ha ocurrido o antes de la fecha de los Estados Financieros Consolidados. La Compañía no provisiona contingencias que pudieran resultar en ganancias. La Compañía evalúa continuamente las contingencias por demandas judiciales, remediación ambiental y otros eventos.

3.1.2. Exención de uso propio

IAS 39 e IFRS 9 contiene una exención al tratamiento contable como derivados para acuerdos de suministro físicos para uso propio. Bajo este enfoque, la exención aplica a contratos ordinarios de suministro físico. Sin embargo, la norma también pretende identificar como instrumentos financieros derivados a los contratos que no se utilicen para fines operativos.

Si una partida no financiera puede liquidarse de forma neta, ya sea en efectivo o con otro instrumento financiero, o por medio de intercambio de instrumentos financieros, debe ser contabilizada como instrumento financiero.

Existen varias maneras en que un contrato puede ser liquidado de forma neta. La administración tiene que aplicar su juicio para evaluar si, entre otras, las prácticas habituales de liquidación de contratos similares o de recibir y vender el artículo en un periodo corto, o, si la materia prima es fácilmente convertible en efectivo, conduciría a la liquidación neta.

La administración analiza cada contrato de entrega física de bienes no financieros para determinar si se encuentra dentro de la exención de tratamiento contable como derivado por uso propio.

3.1.3. Clasificación de un JV

La participación en JV's se contabiliza utilizando el método de participación. Es reconocido originalmente al costo, el cual incluye el costo de la transacción. Para el reconocimiento posterior, los Estados Financieros Consolidados incluyen la participación de la Compañía en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado Consolidado de Resultados y ORI, hasta la fecha en que se tenga influencia significativa o control conjunto.

3.2. Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

A continuación, se mencionan los supuestos respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo de reporte, que tienen un riesgo significativo de resultar en ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos presentados en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía:

3.2.1. Deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil

Determinar cuándo el crédito mercantil o los activos de larga duración es deteriorado requieren una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil o los flujos que generan los activos. El cálculo del valor en uso requiere a la Administración estimar flujos de efectivo futuros que se esperan surjan de la unidad generadora de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente de dichos flujos. Cuando los flujos futuros de efectivo actuales son menores a los esperados, podría ocurrir un deterioro material. La prueba de deterioro del crédito mercantil se realiza de forma anual y la de los activos de larga duración, cuando se identifican indicios de deterioro.

3.2.2. Obligación por desmantelamiento de activos

El costo estimado de desmantelamiento al final de la vida útil de los activos de larga duración de la Compañía se revisa periódicamente y se basa en las estimaciones a la fecha de los Estados Consolidados de Posición Financiera del valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados de servicio como es requerido por la ley o por obligaciones contractuales. Las fechas de pago de los costos totales estimados de desmantelamiento futuros son inciertas y dependen de la vida de los activos de larga duración, pero actualmente se prevé que sean entre 25 y 50 años. La Compañía utiliza la tasa del “costo de sus préstamos” a largo plazo como tasa de descuento para calcular su provisión en relación con las obligaciones de retiro de activos, que es el costo de los préstamos a 30 años para las empresas en este tipo de industria con calificaciones de crédito similares, medidos por compañías que miden el análisis financiero de las empresas, como Bloomberg.

3.2.3. Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos

Como se menciona en la Nota 24., la Compañía tiene acumuladas pérdidas fiscales por recuperar, para las cuales se realiza anualmente una evaluación de recuperabilidad.

El uso de estimaciones y supuestos es particularmente importante en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Para propósitos de los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye efectivo, cuentas bancarias e inversiones en instrumentos en los fondos del mercado de dinero, netos de sobregiros bancarios.

El efectivo y equivalentes de efectivo al final del año como se muestra en el Estado Consolidado de Flujos de Efectivo, puede ser conciliado con las partidas relacionadas en los Estados Consolidados de Posición Financiera como sigue:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 199,105	\$ 291,993	\$ 57,966

La Compañía mantuvo como efectivo restringido clasificado a corto plazo \$16,747, \$21,655 y \$30,844 al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente, y \$2,683, \$2,688 y \$2,692 se presentan en efectivo restringido a largo plazo al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente, el cual se utiliza para realizar pagos de ciertos costos operativos para la ejecución de proyectos.

5. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Cuentas por cobrar	\$ 180,327	\$ 166,662	\$ 117,276
Pérdidas crediticias esperadas (a)	(168)	(124)	(136)
	180,159	166,538	117,140
Otras cuentas por cobrar	20,760	16,049	22,267
	\$ 200,919	\$ 182,587	\$ 139,407

- a. Para el segmento de Gas, ECO ha reconocido una estimación de pérdidas crediticias esperadas de 80 por ciento para todas las cuentas por cobrar vencidas de 180 a 269 días de antigüedad y, el 100 por ciento

para todas las cuentas por cobrar vencidas con más de 270 días de antigüedad, de acuerdo con su experiencia histórica.

La Compañía revisó la metodología con base en IFRS 9 para las pérdidas esperadas contra la metodología descrita anteriormente y determinó que el importe registrado es apropiado.

La pérdida crediticia esperada es reconocida directamente en la cuenta por cobrar del cliente que generó la reserva entre 30 y 179 días cuando se estima que la cuenta por cobrar no será recuperable de acuerdo con el análisis de la recuperabilidad de los saldos de dichos clientes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad el crédito promedio de las cuentas por cobrar es de 30 días.

Las cuentas por cobrar, reveladas en los párrafos anteriores, incluyen los montos que están vencidos al final del periodo de reporte (ver abajo el análisis de antigüedad), pero para los cuales la Compañía no ha reconocido pérdida esperada debido a que los montos aún se consideran recuperables.

5.1. *Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero deterioradas*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
31-120 días	\$ 88	\$ 196	\$ 146
121-180 días	23	59	82
181-270 días	36	31	36
Total	\$ 147	\$ 286	\$ 264
Antigüedad promedio (días)*	46	52	36

*Determinado con base en las cuentas por cobrar que dan origen a las cuentas vencidas no reservadas.

5.2. *Movimientos de la reserva para cuentas de pérdidas crediticias esperadas*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Saldo al inicio del año	\$ (124)	\$ (136)	\$ (40)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(280)	(91)	(128)
Montos dados de baja este año como incobrable	225	91	37
Ganancia (pérdida) por tipo de cambio en moneda extranjera	11	12	(5)
Saldo al final del año	\$ (168)	\$ (124)	\$ (136)

Al determinar la recuperabilidad de una cuenta por cobrar, la Compañía considera cualquier cambio en la calidad crediticia de la cuenta por cobrar a partir de la fecha en que se otorgó inicialmente el crédito y hasta la fecha del periodo de reporte. Ver Nota 23.9. para mayor detalle sobre la administración del riesgo y concentración de crédito de la Compañía.

5.3. *Antigüedad de las cuentas por cobrar a clientes deterioradas*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
181-270 días	\$ (32)	\$ (42)	\$ (52)
más de 270 días	(136)	(82)	(84)
Total	\$ (168)	\$ (124)	\$ (136)

6. Transacciones y saldos con partes relacionadas

Las transacciones y saldos entre IEnova y sus subsidiarias, han sido eliminadas durante el proceso de consolidación y no se revelan en esta nota.

6.1. Transacciones y saldos con partes relacionadas

Durante los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, la Compañía realizó las siguientes transacciones con partes relacionadas, como parte de las operaciones normales en curso:

	Ingresos		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Sempra Gas & Power Marketing, LLC ("SG&PM")	\$ 245,356	\$ 168,541	\$ 212,237
Sempra LNG International LLC ("SLNGI")	69,939	94,198	102,084
San Diego Gas & Electric, LLC ("SDGE")	33,446	—	—
TAG Pipelines Norte	26,257	26,289	25,620
LNG Occidente Servicios Especializada, S. A. P. I. de C.V. ("ECAOp" formerly ECA Operator, S. A. P. I. de C.V.)	2,919	356	—
Sempra International, LLC ("Sempra International")	1,701	1,834	1,802
ECA Liquefaction, S. de R. L. de C.V. ("ECAL")	1,216	2,372	1,401
Servicios ESJ, S. de R. L. de C. V. ("SESJ")*	756	1,349	1,655
Tag Norte Holding, S. de R. L. de C. V. ("TAG")	751	741	701
Sempra LNG ECA Liquefaction, LLC ("SLNGEL")	—	166	—
Southern California Gas Company ("SoCalGas")	—	39	405
ECA LNG Services, S.A.P.I. de C.V. ("ECAL Services")	—	1	—
ECA Minority, S. de R. L. de C.V. ("ECAM")	—	1	—

*Estas transacciones son al 19 de marzo de 2021, antes de la adquisición descrita en la Nota 11.

	Costo de ingresos, gastos de administración y otros gastos		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
SG&PM	\$ 283,395	\$ 107,078	\$ 113,250
SLNGI	13,854	146,625	228,652
SoCalGas	4,983	3,610	2,609
Sempra Infrastructure	4,931	3,457	5,947
Sempra International	4,057	2,660	4,875
ECAOp	3,243	—	—
SLNGEL	914	—	—
SESJ*	414	—	—
Pxise Energy Solutions, LLC (“Pxise”)	379	809	1,826
Sempra Energy Holding, XI. B. V. (“SEH”)	123	127	128
SDGE	89	12	—

*Estas transacciones son al 19 de marzo de 2021, antes de la adquisición descrita en la Nota 11.

En las transacciones incluyen servicios administrativos de afiliadas por \$4,057, \$2,660 y \$4,875 por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente, los cuales fueron cobrados y pagados, y se han distribuido adecuadamente en los segmentos que incurrieron en dichos gastos.

	Ingresos por intereses		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
IMG	\$ 46,392	\$ 55,314	\$ 41,622
ECAL	434	38	18
ESJ*	339	585	36
SEG	142	113	90

*Estas transacciones son al 19 de marzo de 2021, antes de la adquisición descrita en la Nota 11.

	Costos financieros		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
TAG	\$ 9,042	\$ 9,068	\$ 372
TAG Pipelines Norte	6,152	4,919	2,086
Sempra Energy International Holding NV (“SEI NV”)	605	912	1,489
Inversiones Sempra Limitada (“ISL”)	—	—	4,408
Peruvian Opportunity Company, S. A. C. (“POC”)	—	—	2,618

A continuación se muestran los saldos pendiente de cobro y de pago a la fecha del reporte:

	Saldos por cobrar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
SG&PM	\$ 31,905	\$ 19,297	\$ 30,581
SLNGI	11,549	—	—
SDGE	7,204	—	—
TAG pipelines Norte	2,471	2,576	2,524
IMG (i)	2,302	2,198	—
ECA OP	400	405	—
ECAL	147	86	295
TAG	73	72	70
SEH	6	—	—
ECA Fase 2 liquefaction, S.A.P.I. de C.V.	5	—	—
Sempra Infrastructure	—	5,309	2,349
ESJ* (ii)	—	730	—
SESJ*	—	248	575
ECAL Services	—	55	—
	<u>\$ 56,062</u>	<u>\$ 30,976</u>	<u>\$ 36,394</u>

*Estas transacciones son al 19 de marzo de 2021, antes de la adquisición descrita en la Nota 11.

Nuevos préstamos y/o convenios modificatorios a 2021:

- i. El 21 de abril de 2017, IEnova celebró un contrato de préstamo con IMG, otorgando una línea de crédito por un monto de hasta \$439,279 (\$9,042 millones de pesos mexicanos), la fecha de vencimiento la cual es el 15 de marzo de 2022. La tasa de interés aplicable es la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“TIIE”) a 91 días más 220 puntos base (“PBS”), capitalizables trimestralmente. El 6 de diciembre de 2017, la Compañía celebró un contrato modificatorio para la ampliación de la línea de crédito hasta por un monto de \$688,314 (\$14,168 millones de pesos mexicanos).

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo del préstamo es de \$639,663 (\$13,167 millones pesos mexicanos) el cual incluye intereses capitalizados por un monto de \$2,303 (\$47.4 millones de pesos mexicanos). Durante el 2021 este préstamo disminuyó \$5,169 como resultado de la depreciación del peso mexicano. Sin embargo, este impacto se compensa con la ganancia reconocida a través de su inversión por el método de participación en IMG como negocio conjunto. (Ver Nota 10.2).

- ii. El 31 de enero de 2020, IEnova suscribió con ESJ una línea de crédito por \$35,000, para financiar capital de trabajo y para fines corporativos generales. Todos los importes principales, intereses y otros montos en el amparo de esta Nota se pagarán el 30 de junio de 2020 a una Tasa de Oferta Interbancaria de Londres (“LIBOR”) más 1.96 por ciento anual. El 30 de junio de 2020, la Compañía firmó un convenio modificatorio a los términos de la línea de crédito ampliando el vencimiento al 31 de diciembre de 2020. El 18 de diciembre de 2020, la Compañía firmó un convenio modificatorio adicional a los términos del contrato, aumentando el monto de la línea de crédito de \$35,000 a \$160,000 y extendiendo el vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2022.

El 19 de marzo de 2021, la Compañía adquirió el 50% remanente de la participación accionaria (alcanzando el 100%) de ESJ por lo que los saldos fueron reclasificados a saldos con afiliadas consolidables.

	Saldos por pagar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
SLNGI	\$ 36,765	\$ 2,381	\$ 10,525
SG&PM	33,595	11,843	13,343
ECAOp	1,180	115	—
Sempra International	752	88	136
SoCalGas	333	398	227
Sempra Infrastructure	303	—	—
SDGE	13	12	—
ECAL	3	4,020	—
TAG Pipelines Norte	—	41,050	—
Pxise	—	559	235
SLNGEL	—	1,351	—
SEH (i)	—	—	5
	<u>\$ 72,944</u>	<u>\$ 61,817</u>	<u>\$ 24,471</u>

- i. El 6 de febrero de 2018, IEnova firmó un convenio modificatorio con el fin de extender el préstamo hasta el 22 de agosto de 2018. En agosto la deuda de \$132,800 fue pagada en su totalidad por la Compañía.

Las transacciones con partes relacionadas no consolidables hasta el 31 de diciembre 2021, y hasta la fecha de este informe, son consistentes con la naturaleza y con los importes de periodos anteriores. Los saldos pendientes no están garantizados y serán pagados en efectivo.

No hay garantías otorgadas o recibidas; no se ha reconocido ninguna estimación de cobro dudoso relativa a los montos adeudados por partes relacionadas no consolidables.

6.2. Cuentas por cobrar a partes relacionadas (no circulante)

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
IMG (i)	\$ 637,360	\$ 697,745	\$ 741,816
ECAL	13,227	640	—
SEG	4,136	3,457	2,793
ESJ	—	85,341	—
	<u>\$ 654,723</u>	<u>\$ 787,183</u>	<u>\$ 744,609</u>

*Estas transacciones son al 19 de marzo de 2021, antes de la adquisición descrita en la Nota 11.

- i. Al 31 de marzo del 2021, el préstamo con IMG fue reclasificado a largo plazo. La intención de la administración es renegociar antes de la fecha de vencimiento (15 de marzo de 2022) a largo plazo (Ver Nota 38.7.). El 15 de diciembre de 2021, IMG realizó un pago a la Compañía por \$38,207.
- ii. El 9 de diciembre de 2020, IEnova (como prestamista) celebró un contrato de préstamo con ECAL, otorgando una línea de crédito por un monto de hasta \$59,000 para financiar el proyecto de licuefacción, la fecha de vencimiento es en diciembre de 2025. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 1.80 por ciento anual.

- iii. El 18 de diciembre de 2020, IEnova (como prestamista) celebró un contrato modificatorio con ESJ para la ampliación de la línea de crédito hasta por un monto de \$160,000 y extendiendo el plazo al 31 de diciembre de 2022, el interés se calculará sobre una base de LIBOR mensual más 1.96 por ciento anual.

El 18 de diciembre de 2020, IEnova celebró un contrato de préstamo con ESJ, otorgando una línea de crédito por un monto de hasta \$26,720 (\$550 millones de pesos mexicanos), la fecha de vencimiento es el 22 de noviembre de 2023. La tasa de interés aplicable es TIIIE a 91 días más 100 PBS.

El 19 de marzo de 2021, la compañía adquirió el 50% remanente de la participación accionaria (alcanzando el 100%) de ESJ por lo que los saldos fueron reclasificados a saldos con afiliadas consolidables.

Las transacciones con partes relacionadas a la fecha de estos Estados Financieros Consolidados son consistentes con la naturaleza y con los importes de periodos anteriores. Los saldos que no han sido pagados no están garantizados y serán pagados. No hay garantías otorgadas o recibidas. No ha sido reconocida ningún deterioro/perdida de cobro dudoso relativa a los montos adeudados por partes relacionadas.

6.3. Cuentas por pagar a partes relacionadas (no circulante)

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
TAG (iii)	\$ 176,838	\$ 166,347	\$ 155,769
TAG Pipelines Norte (ii)	110,288	68,049	39,368
SEI NV (i)	—	38,461	38,460
	<u>\$ 287,126</u>	<u>\$ 272,857</u>	<u>\$ 233,597</u>

- i. El 17 de marzo de 2017, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR a tres meses más 180 PBS, pagaderos anualmente.

El 9 de noviembre de 2018, el contrato celebrado entre la Compañía y SOT Suisse fue transferido a SEI NV sin ninguna modificación a los términos y condiciones originales excepto por la modificación en la tasa de interés a tres meses LIBOR más 137 PBS por año. El crédito vence el 17 de marzo 2024.

El 29 de diciembre de 2021, la Compañía pagó en su totalidad el saldo pendiente por un monto de \$38,460 a SEI NV.

- ii. El 9 de enero de 2020, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$64,000 con TAG Pipelines Norte (como prestamista), la cual será utilizada para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. La línea de crédito es por un plazo de cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 5.50 por ciento anual.

El 14 de enero de 2021, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$20,000 con TAG Pipelines Norte (como prestamista), la cual será utilizada para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. La línea de crédito es por un plazo de cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 5.50 por ciento anual.

El 16 de julio de 2021, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$19,500 con TAG Pipelines Norte (como prestamista), la cual será utilizada para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. La línea de crédito es por un plazo de cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 5.50 por ciento anual.

- iii. El 16 de diciembre de 2019, DEN celebró una línea de crédito con TAG Norte Holding (parte relacionada) por \$155,396, para financiar capital de trabajo y otros gastos para propósitos generales del negocio. La línea de crédito tiene un plazo de diez años y devenga intereses a una tasa del 5.74%.

6.4. *Compensación al personal gerencial clave*

La compensación pagada al personal gerencial clave de la Compañía fue de \$17,478, \$20,084 y \$13,500, por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

No hay préstamos otorgados por la Compañía al personal gerencial clave.

7. Inventarios de gas natural

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
GNL	\$ 26,531	\$ 5,946	\$ 8,270

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$368,500, \$148,800 y \$216,300 por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 no se han registrado en los resultados de la Compañía disminuciones al valor de los inventarios, debido a la evaluación a su valor neto de realización.

8. Arrendamientos

8.1. Arrendamientos financieros por cobrar

8.1.1. *Arrendamientos financieros por cobrar - Estación de compresión de gas natural*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 1,200	\$ 854	\$ 608
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	10,732	11,932	12,786
	\$ 11,932	\$ 12,786	\$ 13,394

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para una de sus estaciones de compresión. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en dólares. La duración del contrato de arrendamiento financiero es de 25 años.

8.1.1.1. *Saldos por cobrar por arrendamientos financieros*

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	31/12/21	31/12/20	31/12/19
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 1,200	\$ 854	\$ 608
A más de un año y no más de 5 años	19,260	24,396	25,680	10,732	11,933	9,435
Más de 5 años	—	—	3,851	—	—	3,351
	24,396	29,532	34,667	11,932	12,787	13,394

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
Menos: ingresos financieros no devengados	(12,464)	(16,746)	(21,273)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	\$ 11,932	\$ 12,786	\$ 13,394	\$ 11,932	\$ 12,787	\$ 13,394

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año de reporte.

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento.

La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 34.5 anual por 2021, 2020 y 2019. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.1.2. Arrendamientos financieros por cobrar – Gasoducto Los Ramones I

	Por los años terminados el		
	31/12/21	12/31/20	31/12/19
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 6,506	\$ 5,589	\$ 5,138
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	564,417	570,923	557,999
	\$ 570,923	\$ 576,512	\$ 563,137

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para un gasoducto de gas natural y estaciones de compresión. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en dólares. La duración del contrato de arrendamiento financiero es de 25 años.

8.1.2.1 Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	12/31/20	31/12/19	31/12/21	12/31/20	31/12/19
A menos de un año	\$ 86,866	\$ 87,783	\$ 85,742	\$ 6,505	\$ 5,589	\$ 5,138
A más de un año y no más de 5 años	414,360	455,126	421,344	52,498	50,359	38,203
Más de 5 años	608,518	654,618	732,821	511,920	520,564	519,796
	1,109,744	1,197,527	1,239,907	570,923	576,512	563,137
Menos: ingresos financieros no devengados	(538,821)	(621,015)	(676,770)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	\$ 570,923	\$ 576,512	\$ 563,137	\$ 570,923	\$ 576,512	\$ 563,137

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año de reporte.

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento.

La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 15.1 por ciento anual por 2021 y 2020 y 15.2 por ciento por 2019. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.1.3. *Arrendamientos financieros por cobrar - Etanoducto*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	12/31/20	31/12/19
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 7,615	\$ 6,544	\$ 5,608
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	336,325	343,940	350,485
	<u>\$ 343,940</u>	<u>\$ 350,484</u>	<u>\$ 356,093</u>

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para el etanoducto. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en dólares.

El sistema de transporte se refiere a:

Segmento I. Transporte de gas etano desde el Complejo de Etileno XXI Braskem-IDESA hasta la Cangrejera (Veracruz), a través de un gasoducto con un diámetro de 20 pulgadas y 4 Km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 20.5 años.

Segmento II. Transporte de gas etano desde Nuevo Pemex (Tabasco) hasta Cactus (Chiapas), a través de un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro y 15 Km de longitud; y de Cactus al Complejo de Etileno XXI (Braskem-IDESA) a través de un gasoducto con un diámetro de 24 pulgadas y 133.5 Km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 20.5 años.

Segmento III. Transporte de etano líquido desde Ciudad Pemex hasta Nuevo Pemex (Tabasco) a través de un gasoducto con un diámetro de 20 pulgadas y 73.5 Km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 21 años.

El desglose del arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

	Importe
Segmento I	\$ 29,714
Segmento II	174,762
Segmento III	139,464
Total	<u>\$ 343,940</u>

8.1.3.1 Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	12/31/20	31/12/19	31/12/21	12/31/20	31/12/19
A menos de un año	\$ 51,932	\$ 53,002	\$ 54,218	\$ 7,615	\$ 5,345	\$ 5,608
A más de un año y no más de 5 años	236,342	244,979	\$ 254,812	61,405	42,902	\$ 45,336
Más de 5 años	205,068	248,470	\$ 311,689	274,920	309,688	\$ 305,149
	493,342	546,451	620,719	343,940	357,935	356,093
Menos: ingresos financieros no devengados	(149,402)	(195,967)	(264,626)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 343,940</u>	<u>\$ 350,484</u>	<u>\$ 356,093</u>	<u>\$ 343,940</u>	<u>\$ 357,935</u>	<u>\$ 356,093</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año.

El interés efectivo promedio contratado es de aproximadamente 16 por ciento para el segmento I y 14 por ciento para los segmentos II y III al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente. El arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.1.4. Arrendamientos financieros por cobrar - Veracruz

	Por el año terminado el
	31/12/21
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 8,466
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	50,274
	<u>\$ 58,740</u>

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para un patio ferroviario que conecta a la terminal de Veracruz. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en dólares. La duración del contrato de arrendamiento financiero es de 20 años.

8.1.4.1 Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento		Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento	
	Por el año terminado el		Por el año terminado el	
	31/12/21	31/12/21	31/12/21	31/12/21
A menos de un año	\$ 7,627	\$ 7,627	\$ 7,627	\$ 7,627
A más de un año y no más de 5 años	16,523	16,523	16,523	16,523
Más de 5 años	40,920	40,920	34,590	34,590
	65,070	65,070	58,740	58,740
Menos: ingresos financieros no devengados	(6,330)	(6,330)	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 58,740</u>	<u>\$ 58,740</u>	<u>\$ 58,740</u>	<u>\$ 58,740</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año de reporte.

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento. La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 13.9 por ciento anual por 2021. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2021 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.1.5. Arrendamientos financieros por cobrar - Puebla

Al 31 de diciembre de 2020, IGAS tenía una cuenta por cobrar por arrendamiento financiero de un monto de \$826, misma que venció en 2021.

8.2. The Company as a lessee

La Compañía arrienda diversos activos, incluyendo edificios (oficinas) y terrenos. El plazo promedio de arrendamiento es de 24 años, 16 años y 17 años para 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Las obligaciones de la Compañía están aseguradas por el título del arrendador a los activos arrendados en dichos arrendamientos. Esto resultó en la adición de activos por derechos de uso en 2021, 2020 y 2019, respectivamente:

8.2.1. Activos por derecho de uso

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Costo			
Al 1 de enero de	\$ 189,514	\$ 188,871	\$ 164,540
Adiciones	245	643	24,331
Al 31 de diciembre de	<u>189,759</u>	<u>189,514</u>	<u>188,871</u>
Depreciación Acumulada			
Al inicio	\$ (34,253)	\$ (13,030)	\$ —
Cambio de periodo	(28,067)	(21,223)	(13,030)
Al 31 de diciembre de	<u>\$ (62,320)</u>	<u>\$ (34,253)</u>	<u>\$ (13,030)</u>
Valor en libros			
Al 31 de diciembre de	<u>\$ 127,439</u>	<u>\$ 155,261</u>	<u>\$ 175,841</u>

Montos reconocidos en el Estado de Resultados

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gasto por depreciación del activo por derechos de uso	\$ 14,054	\$ 10,962	\$ 11,784
Gasto financiero causado por los pasivos por arrendamiento	7,130	9,237	9,401
Gasto relacionado a arrendamientos de activos de bajo valor	6,097	3,614	4,758

La Compañía tiene compromisos por \$3,073 \$2,813 y \$2,654 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, por concepto de arrendamientos de corto plazo.

8.2.2. *Pasivos por arrendamiento*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Al 1 de enero de	\$ 88,891	\$ 104,442	\$ 96,245
Adiciones	245	643	24,433
Gastos por intereses	7,130	9,237	9,401
Pagos y actualización del índice de inflación	(25,185)	(21,531)	(28,686)
Revaluación de moneda extranjera	(1,744)	(3,900)	3,049
Al 31 de diciembre de	\$ 69,337	\$ 88,891	\$ 104,442

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Análisis de madurez			
Año 1	\$ 11,093	\$ 11,053	\$ 11,328
Año 2	10,501	11,386	11,599
Año 3	10,083	11,006	12,111
Año 4	8,878	10,805	11,882
Año 5	8,593	9,835	11,846
Posteriores	185,242	138,164	189,148
	234,390	192,249	247,914
Menos: Intereses no devengados	(165,053)	(103,358)	(143,472)
Analizado como:			
Largo plazo	66,264	86,078	101,788
Corto plazo	3,073	2,813	2,654
	\$ 69,337	\$ 88,891	\$ 104,442

La Compañía no enfrenta un riesgo de liquidez significativo respecto a sus pasivos por arrendamiento. Los pasivos por arrendamiento se monitorean a través de la Tesorería de la Compañía.

9. **Otros activos**

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Derechos de vía	\$ 20,395	\$ 20,482	\$ 20,021
Anticipos otorgados	23,535	13,055	13,051
Servicios de interconexión de renovables	16,525	11,339	6,857
Garantía	14,419	4,998	—
Derechos de interconexión de gasoductos	1,266	1,649	1,336
Costos de emisión LOCF	1,274	615	911
Sistema de control de integridad de gasoductos	130	229	348
Servicios de interconexión de generación	3,550	—	—
Renta acumulada por cobrar (a)	20,946	—	—
	102,040	52,367	42,524
Gasto por amortización	(595)	—	(1,569)
	\$ 101,445	\$ 52,367	\$ 40,955

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Circulantes	30,114	16,876	9,688
No circulantes	71,331	35,490	32,836
	<u>\$ 101,445</u>	<u>\$ 52,366</u>	<u>\$ 42,524</u>

- a. Corresponde al efecto de reconocimiento de los ingresos en línea recta derivado de la aplicación de la norma de arrendamientos.

10. Inversión en negocios conjuntos

10.1. ESJ

El negocio conjunto (“JV” por sus siglas en inglés) conformado entre IEnova y Saavi Energía, inició operaciones en junio de 2015.

El 19 de marzo de 2021, la Compañía consolidada al 100 por ciento a ESJ. (Ver Nota 1.2.17).

Antes de la adquisición del 50% remanente del capital de ESJ, la Compañía reconocía esta inversión a través del método de participación como sigue (cifras al 31 de diciembre de 2020 y 2019):

	Por los años terminados el	
	31/12/20	31/12/19
Total capital contable	30,022	42,496
Participación en el capital contable	\$ 15,011	\$ 21,248
Crédito mercantil	12,121	12,121
Importe registrado como inversión en ESJ	<u>\$ 27,132</u>	<u>\$ 33,369</u>

El 28 de febrero de 2020, de conformidad con la resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas se resolvió reducir el capital por un monto de \$8,656, del cual 50 por ciento le correspondió a IEnova.

El 14 de agosto de 2020, de conformidad con la resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas se resolvió reducir el capital por un monto de \$6,160, del cual 50 por ciento le correspondió a IEnova.

Los Estados Consolidados de Resultados de ESJ se muestran a continuación:

	Periodo de 1 de enero a marzo 19,2021	Por los años terminados el	
	19/03/21	31/12/20	31/12/19
Ingresos	\$ 11,009	\$ 45,138	\$ 49,921
Gastos de operación, administración y otros	(4,642)	(17,472)	(25,227)
Costos financieros	(2,041)	(13,707)	(14,108)
Otras (pérdidas) ganancias, neto	(32)	94	75
Impuestos a la utilidad	<u>(1,015)</u>	<u>(5,004)</u>	<u>(2,688)</u>
Utilidad del periodo	<u>\$ 3,279</u>	<u>\$ 9,049</u>	<u>\$ 7,973</u>
Participación en las utilidades de ESJ	<u>\$ 1,639</u>	<u>\$ 4,524</u>	<u>\$ 3,987</u>

10.2. IMG

IMG es un JV formado entre IEnova y TC Energy, para la construcción del ducto marino South of Texas - Tuxpan en el cual TC Energy tiene el 60 por ciento de inversión en el capital y la Compañía mantiene el 40 por ciento remanente.

El 17 de septiembre de 2019, IMG anunció la entrada en operación comercial del Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan.

Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, la Compañía registra el 40 por ciento de participación en IMG mediante método de participación.

Los Estados Consolidados de Posición Financiera de IMG y el método de participación se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 51,638	\$ 142,336	\$ 71,364
Cuentas por cobrar	46,647	13,858	49,732
IVA por recuperar	6,225	37,813	77,504
Otros activos	190,896	3,477	8,532
Total de activos corrientes	<u>295,406</u>	<u>197,484</u>	<u>207,132</u>
Total de activos no corrientes	<u>2,928,457</u>	<u>2,993,238</u>	<u>2,955,435</u>
Total de activos	<u>\$ 3,223,863</u>	<u>\$ 3,190,722</u>	<u>\$ 3,162,567</u>
Pasivos corrientes	<u>\$ 255,224</u>	<u>\$ 391,066</u>	<u>\$ 588,643</u>
Deuda a largo plazo	1,601,535	1,748,961	1,844,249
Ingresos diferidos	—	—	—
Impuestos a la utilidad diferidos	216,433	104,822	56,663
Total de pasivos no corrientes	<u>1,817,968</u>	<u>1,853,783</u>	<u>1,900,912</u>
Total de pasivos	<u>\$ 2,073,192</u>	<u>\$ 2,244,849</u>	<u>\$ 2,489,555</u>
Total capital contable	<u>\$ 1,150,671</u>	<u>\$ 945,873</u>	<u>\$ 673,012</u>
Participación en el capital contable	460,268	378,349	269,205
Garantías (b)	5,018	5,018	5,018
Remediación en tasas de interés (c)	<u>(62,252)</u>	<u>(65,693)</u>	<u>(70,390)</u>
Participación en el capital contable e importe registrado como inversión en IMG	<u>\$ 403,034</u>	<u>\$ 317,674</u>	<u>\$ 203,833</u>

Los Estados Consolidados de Resultados de IMG se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Ingresos	\$ 494,433	\$ 488,658	\$ 140,166
Gastos de operación, administración y otros	(108,607)	(111,843)	(24,411)
Costo financiero, neto	(118,971)	(143,974)	(54,980)
Otras ganancias (pérdidas), neto*	56,075	99,285	(73,299)
(Gasto) beneficio por impuestos a la utilidad	<u>(114,537)</u>	<u>(52,530)</u>	<u>10,105</u>

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Utilidad (pérdida) del periodo	\$ 208,393	\$ 279,596	\$ (2,419)
Participación en las utilidades (pérdidas) de IMG	83,357	111,838	(967)
Otros ajustes	2,002	2,003	574
Participación en las utilidades (pérdidas) de IMG	\$ 85,359	\$ 113,841	\$ (393)

- * Incluye el impacto de tipo de cambio derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos otorgado por la Compañía y TC Energy a IMG por cada participación accionaria correspondiente a financiar. En los Estados Consolidados de Resultados de la Compañía, en el rubro de “Otras ganancias (pérdidas), neto” se incluyen otras ganancias (pérdidas) cambiarias netas las cuales compensan totalmente los efectos mencionados. (La ganancia relacionada del préstamo con IEnova fue de \$12,900).

Los ingresos de IMG se basan en el valor razonable de los servicios prestados en un periodo concreto, que puede no coincidir con el importe de los importes facturados en ese periodo. En el caso de IMG los servicios a prestar a su cliente principal (CFE) es la capacidad a prestar durante la vida del contrato de 35 años.

El reconocimiento de ingresos comenzó el 17 de septiembre de 2019 con base en la notificación de CFE de que el gasoducto estaba listo para servicio, sobre la base de una tarifa nivelada a lo largo del contrato de 35 años. Los importes cobrados antes de la fecha de entrada en servicio de servicio se ajustan a las cláusulas de fuerza mayor de nuestro contrato con la CFE y se han registrado como ingresos diferidos y asignados durante la vigencia del contrato.

- a. **Financiamiento del proyecto IMG.** Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, los recursos utilizados para el diseño y la construcción del gasoducto marino han sido financiados con aportaciones de capital y préstamos de los accionistas.

El 21 de abril de 2017, IMG celebró dos contratos de crédito revolvente con IEnova y TC Energy, por por \$439,279 (\$9,042 millones de pesos mexicanos) y \$665,473 (\$13,513 millones de pesos mexicanos), respectivamente.

El 6 de diciembre de 2017, IEnova y TC Energy renegociaron las líneas de crédito ampliándolas a \$688,279 (\$14,167 millones de pesos mexicanos) y \$1,032,482 (\$21,252 millones de pesos mexicanos), respectivamente. Las líneas de crédito devengan intereses a una tasa THIE más 220 PBS. El 15 de diciembre de 2021, IMG realizó un pago parcial al principal de \$38,208 (\$800,000 millones de pesos mexicanos). Al 31 de diciembre 2021, el saldo pendiente del préstamo que se muestra en el Estado de Posición Financiera de IEnova es por un monto de \$637,360 (\$13,919 millones de pesos mexicanos).

Al 31 de marzo del 2021, el préstamo con IMG fue reclasificado a largo plazo. La intención de la administración es renegociar antes de la fecha de vencimiento (15 de marzo de 2022) a largo plazo.

El 23 de marzo de 2018, IMG suscribió una línea de crédito por \$300,000 con Scotiabank Inverlat, S.A. (“Scotiabank”), el cual puede disponerse en dólares americanos o en pesos mexicanos, para financiar pagos de Impuesto al Valor Agregado (“IVA”) y otros gastos de capital. El 5 de julio de 2019 el préstamo incrementó a un total de \$420,000. El crédito tiene plazo de un año, con la opción de extenderlo hasta por un período de un año adicional, el interés del saldo pendiente se paga a la tasa LIBOR más 180 PBS para los dólares americanos o a tasa THIE más 135 PBS para los pesos mexicanos por año.

- b. Garantías.** IEnova y TC Energy han proporcionado garantías a terceros asociados con la construcción del ducto marino de gas natural del South of Texas - Tuxpan de IMG. El monto de las garantías otorgadas por IEnova de acuerdo con su participación en el proyecto es de aproximadamente \$5,000 y terminará al cumplirse todas las obligaciones garantizadas. Las garantías concluyeron en distintos períodos y hasta julio 2019.
- c. Remediación de la tasa de interés capitalizable.** Al 31 de diciembre de 2019, el importe ajustado en el ejercicio por el préstamo entre IEnova e IMG fue de \$7,300, derivado de la diferencia en las tasas de intereses capitalizadas de los proyectos en construcción, la tasa pactada en el préstamo es TIIE más 220 PBS, resultando un promedio de 10.6 por ciento; mientras que la tasa de financiamiento de los recursos utilizados por IEnova es por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 fue en promedio de 4.1 por ciento.

10.3. TAG

TAG, junto con TAG Pipelines Norte, un JV entre IEnova y Brookfield son accionistas del Gasoducto Los Ramones Norte II, el cual comenzó su operación en febrero de 2016.

Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, la Compañía reconoció la inversión en TAG mediante método de participación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 68,481	\$ 74,102	\$ 174,780
Otros activos	49,283	38,919	40,259
Total de activos corrientes	117,764	113,021	215,039
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	574,263	550,906	390,291
Arrendamiento financiero por cobrar	1,365,130	1,382,359	1,397,491
Otros activos	—	—	—
Propiedad, planta y equipo, neto	19,041	18,486	15,792
Total de activos no corrientes	1,958,434	1,951,751	1,803,574
Total de activos	\$ 2,076,198	\$ 2,064,772	\$ 2,018,613
Pasivos corrientes	104,267	95,218	81,327
Pasivos no corrientes	1,349,119	1,618,960	1,437,126
Total de pasivos	\$ 1,453,386	\$ 1,714,178	\$ 1,518,453
Total capital contable	\$ 622,811	\$ 546,330	\$ 500,160
Participación en el capital contable	311,406	273,165	250,080
Crédito mercantil	99,020	99,020	99,020
Importe registrado como inversión en TAG	\$ 410,426	\$ 372,185	\$ 349,100

El Estado Consolidado de Resultados de TAG se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Ingresos	\$ 214,508	\$ 209,769	\$ 210,638
Gastos de operación, administración y otros	(34,034)	(31,858)	(32,668)
Costos financieros	(37,796)	(43,459)	(73,745)
Otras (pérdidas) ganancias, netas	(698)	(668)	4,336
Gasto por impuestos a la utilidad	(31,331)	(43,269)	(33,942)
Utilidad del periodo	<u>\$ 110,649</u>	<u>\$ 90,515</u>	<u>\$ 74,619</u>
Participación en las utilidades de TAG	<u>\$ 55,325</u>	<u>\$ 45,257</u>	<u>\$ 37,309</u>

- a. **Contrato de financiamiento para el proyecto TAG.** El 19 de diciembre de 2014, TAG, celebró un contrato de crédito con Banco Santander (México), S. A. (“Santander”) como prestamista, agente administrativo y agente de garantía, con la finalidad de financiar la ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha de un gasoducto.

Durante 2015 y 2016, se realizaron renovaciones del crédito, que incluyen bancos adicionales que participan en el crédito total. La cantidad total del crédito es de \$1,276,200, dividido en las siguientes disposiciones:

- i. Disposición a largo plazo, hasta \$701,900,
- ii. Disposición a corto plazo, hasta \$511,800 y
- iii. La carta de crédito por el importe de reserva para el servicio de la deuda de cobertura hasta \$60,500.

El 16 de diciembre de 2019, el contrato de crédito existente de TAG fue modificado y reexpresado concurrentemente a la emisión de las notas garantizadas para, entre otros, renovar los plazos originales de 12 y 20 años de los tramos de banca comercial y banca de desarrollo.

Al 31 de diciembre 2021, el saldo pendiente del préstamo es de \$940,000.

Las líneas de crédito tienen vencimiento en diciembre de 2031 y diciembre de 2039 para la disposición corto y largo plazo de los préstamos, respectivamente, con vencimientos semestrales. Las líneas de crédito devengan intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable, en el tramo corto que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable (PBS)
16 de diciembre de 2019 hasta el 4to año	215
4-8	240
8vo hasta el vencimiento del crédito	265

Las líneas de crédito devengan intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable, en el tramo largo que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable (PBS)
16 de diciembre de 2019 hasta el 4to año	265
4-8	300
8-12	325
12-16	350
16vo hasta el vencimiento del crédito	375

El de 16 diciembre de 2019, TAG emitió notas garantizadas por \$332,000 a un plazo de 20 años, en una colocación privada internacional suscrita en su totalidad por inversionistas de Estados Unidos de América, Alemania, Francia y Canadá, que incluyen afiliadas y clientes de Allianz Global Investors.

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo pendiente del préstamo es de \$315,000.

Los préstamos mencionados anteriormente contienen cláusulas restrictivas de cumplimientos, las cuales requieren que TAG mantenga ciertas razones financieras y limita el pago de dividendos, créditos y la obtención de financiamientos adicionales. TAG ha cumplido con estas cláusulas restrictivas al 31 de diciembre 2021.

Las fechas de vencimiento de la deuda a largo plazo son las siguientes:

Años	Monto
2022	\$ 45
2023	48
2024	50
Subsecuentes	797
Total	<u>\$ 940</u>

El pago de los bonos es de manera semestral y se hará de la siguiente manera:

Años	Monto
2022	\$ 9
2023	9
2024	11
Subsecuentes	286
Total	<u>\$ 315</u>

- b. *Swaps de tasas de interés.*** En noviembre de 2015, TAG contrató un instrumento financiero swap con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés LIBOR. Las tasas fijas contratadas fueron de 2.5 y 2.9 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda en 2026 y 2034, respectivamente.

En diciembre 2019 se realizó la contratación de una cobertura adicional por una modificación a la curva de amortización del crédito derivada del refinanciamiento formalizado el 16 de diciembre de 2019, las tasas fijas contratadas fueron 2.1 y 2.6 por ciento iniciando en junio de 2021 y julio 2029 y terminando en 2031 y 2039 respectivamente.

En agosto de 2020 se contrató una cobertura adicional para incrementar la tasa fija del préstamo; las tasas fijas contratadas fueron 0.64 y 0.99 por ciento a partir de diciembre de 2020 hasta diciembre de 2031 y 1.14 por ciento a partir de diciembre de 2020 hasta diciembre de 2039.

- c. *Forward de tipo de cambio.*** En septiembre de 2018, TAG contrató instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del dólar americano contra el peso por la porción de los ingresos de 2019, los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de enero 2019 hasta febrero de 2020.

En septiembre de 2019, TAG firmó contratos de derivados para intercambiar pesos por dólares de una parte de los ingresos de los proyectos por 2020; vencimiento desde marzo 2020 hasta febrero de 2021.

En septiembre y noviembre de 2020, TAG firmó contratos forward para cambiar pesos mexicanos por dólares estadounidenses por una porción de los ingresos del proyecto para 2020; con vencimiento en marzo de 2021 hasta febrero de 2022.

En septiembre de 2021, TAG firmó contratos forward para cambiar pesos mexicanos por dólares estadounidenses por una porción de los ingresos del proyecto para 2020; con vencimiento en abril 2022 hasta febrero 2023.

10.4. ECA LNG Holdings B. V.

En febrero de 2019, ECAL y ECAM, (anteriormente subsidiaria de IEnova), fueron desconsolidadas. Su nueva controladora ECA LNG Holdings es una inversión entre IEnova y SLNGEL (41.7 por ciento cada uno) y Total Energies Gaz & Electricite Holding S. A. S. ("Total") (16.6 por ciento). (Ver Nota 1.2.30.g).

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía reconoce el 41.7 por ciento de interés bajo el método de participación. Los Estados Financieros Consolidados de ECA LNG Holdings se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 7,448	30,796	15,833
Otros activos	73,172	17,397	2,349
Total de activos corrientes	80,620	48,193	18,182
Propiedad, planta y equipo, neto	556,264	151,056	55,154
Total activos no circulantes	6,042	—	—
Impuestos a la utilidad diferidos	18,951	11,589	8,473
Total de activos no corrientes	581,257	162,645	63,627
Total de activos	\$ 661,877	\$ 210,838	\$ 81,809
Total de pasivos	\$ 475,002	\$ 51,759	\$ 2,920
Total capital contable	\$ 186,875	\$ 159,079	\$ 78,889
Importe registrado como inversión en ECA LNG Holdings	\$ 77,925	\$ 66,365	\$ 39,445

Durante 2021, 2020 y 2019, la Compañía realizó aportaciones de capital por \$10,764, \$32,425 y \$49,057 respectivamente.

El Estado Consolidado de Resultados de ECAL se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gastos de operación, administración y otros	\$ (9,317)	\$ (15,052)	\$ (3,600)
Depreciación	(758)	—	—
Otras (pérdidas) ganancias	(411)	158	49
(Costo) ingreso por intereses, neto	(283)	68	72
Beneficio por impuestos a la utilidad	7,364	3,115	1,211
Pérdida del periodo	\$ (3,405)	\$ (11,711)	\$ (2,268)
Participación en las pérdidas de ECA LNG Holdings	\$ (1,420)	\$ (5,757)	\$ (1,134)

- a. **Contrato de construcción.** ECA LNG Holdings B.V. a través de su subsidiaria ECAL celebró un contrato para Construcción ("EPC por sus siglas en inglés) con TP Oil & Gas México, S. de R.L. de C.V. ("TP Oil & Gas Mexico") subsidiaria de Technip, el precio total del contrato EPC se estima en aproximadamente \$1,580,500. En noviembre de 2020 se firmó la decisión final de inversión ("FID" por sus siglas en inglés) con la cual el contrato de construcción surtió efectos.
- b. **Contrato de financiamiento.** El 9 de diciembre de 2020, ECA LNG Holdings a través de su subsidiaria ECAL celebró un contrato de financiamiento a 5 años por \$1,580,500. Este consiste en tres tramos asociados a los compromisos de cada socio de acuerdo al porcentaje de participación que tienen en el negocio conjunto. El pago de los costos iniciales de emisión del financiamiento fue de \$17,144, de dicho monto \$640,000 se presentan en el Estado de Posición Financiera de IEnova como una cuenta por cobrar a ECAL debido a que IEnova forma parte de los prestamistas por un monto de hasta \$59,000 del total del financiamiento.

Las instituciones financieras relacionadas con el tramo de IEnova son: Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S. A. New York Branch, Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex, The Bank of Nova Scotia ("BNS") y Sumitomo Mitsui Banking Corporation ("SMBC") como banco agente.

El financiamiento devenga intereses a tasa LIBOR más un margen común aplicable del 7.13 por ciento anual, de estos intereses las instituciones financieras obtienen un margen de entre el 1.5 y 1.8 por ciento en cada uno de los tres tramos asociados a los compromisos de los socios. Los intereses se pagan de forma trimestral.

Por el monto no dispuesto del financiamiento, se genera una comisión por no disposición a una tasa común del 0.57 por ciento anual, de esta comisión las instituciones financieras obtienen un margen de entre el 0.3 y 0.54 por ciento en cada uno de los tres tramos asociados a los compromisos de los socios. Las comisiones por no disposición se pagan de forma trimestral.

Durante el periodo de doce meses al 31 de diciembre de 2021 se ha dispuesto de \$337,226 para financiar la construcción del proyecto de ECAL y el costo financiero, de los cuales \$12,589 se presentan en el Estado de Posición Financiera de IEnova como una cuenta por cobrar a ECAL. La deuda total a largo plazo al 31 de diciembre de 2021 es de \$354,371, de la cual \$13,229 se presentan en el Estado de Posición Financiera de IEnova como cuenta por cobrar a ECAL, el saldo pendiente de pago del financiamiento tiene fecha de vencimiento el 9 de diciembre de 2025.

- c. **Contrato de crédito.** El 12 de agosto de 2021, ECA LNG Holdings a través de su subsidiaria ECAL celebró un contrato de crédito a 2 años con Scotiabank Inverlat, S. A. Institución de Banca Múltiple por un monto de \$100,000. El pago de los costos iniciales de emisión del contrato de crédito fue de \$224.

Las disposiciones de la línea de crédito tienen vencimiento de 11 meses y devengan intereses con base a la moneda en la cual se efectúen los préstamos los cuales se pueden realizar en pesos mexicanos con tasa THIE o en dólares estadounidenses con tasa LIBOR, en ambos casos adicionando a la tasa un margen aplicable del 1.05 por ciento anual. Los intereses se pagan de forma mensual. Al 31 de diciembre de 2021 el monto principal de la línea de crédito pendiente de pago asciende a \$63,060, los recursos son destinados para financiamiento del IVA por recuperar de ECAL. El contrato de crédito tiene fecha de vencimiento el 12 de agosto de 2023.

- d. **Garantías.** Sempra Energy, IEnova y Total han otorgado garantías a TP Oil & Gas Mexico como beneficiario por un monto total de \$150,000 con vencimiento después del período de construcción.

En agosto de 2020, ECAL celebró Contratos de Servicio de Transporte en Firme con una entidad afiliada Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. ("GAP") para servicios de transporte de

gas natural sobre una base firme por un período de 20 años. Para este acuerdo, Sempra Energy, IEnova y Total han otorgado garantías a GAP como beneficiario por un monto total de \$360,000.

10.5. Otros

La Compañía tiene otras inversiones en proyectos en desarrollo de LNG como se muestra a continuación:

Compañía	31/12/21	31/12/20
ECA Operator Holdings, B.V.	\$ 2,850	\$ 22
Vista Pacifico LNG Holdings B. V.	468	25
ECA LNG II Holding B. V.	34	25
Renewable Portfolio Minority BV	113	0
	\$ 3,465	\$ 72

Desde el enfoque de Resultados, estas otras inversiones ascendieron a una pérdida de \$666 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021. No hubo ningún efecto en el Estado de Resultados para el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

11. Adquisición de activos

11.1. ESJ adquisición de activo

El 19 de marzo de 2021, IEnova completó la adquisición de la participación del 50 por ciento de Saavi Energía en ESJ por un precio de compra de \$79,400 después de los ajustes posteriores al cierre, más la asunción de \$ 271,100 en deuda, incluidos \$ 88,000 adeudados por ESJ a IEnova que se eliminó tras la consolidación.

ESJ posee una instalación de generación de energía eólica en pleno funcionamiento, para la cual SDG&E ha acordado comprar el 100 por ciento de la producción de la instalación bajo un PPA a largo plazo.

Esta transacción se contabilizó como una "adquisición de activos" porque ESJ no cumple con la definición de adquisición de negocio de acuerdo a la IFRS 3 "Combinación de negocios".

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
ESJ	Posee una instalación de generación de energía eólica en pleno funcionamiento	19 de marzo de 2021	50%	\$79,441

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de la adquisición

	<u>Período terminado al</u>
	19/03/21
Valor razonable de la adquisición de activo	
Contraprestación pagada	\$ 79,441
Total valor razonable de la adquisición de activos	<u>79,441</u>
Efectivo adquirido	14,496
Otros activos netos y ajustes	(73,017)
Activos intangibles	<u>137,962</u>
Total de activos netos identificables	<u>\$ 79,441</u>

Valuación de activos y pasivos de ESJ. ESJ se compone sustancialmente de Propiedad, Planta y Equipo, relacionados con la Planta de Generación Eléctrica, los activos relacionados con la expansión y un activo intangible de vida definida resultante de la valuación asociado con el contrato de compra venta de energía de ESJ y que representa el valor en dinero (“in the money value”) de dicho contrato, lo que significa que un participante del mercado podría pagar más para adquirir el contrato existente.

Basándose en la naturaleza de la práctica del sector, se utilizó un enfoque de ingresos, basado en un enfoque de diferencial de flujo de caja, para determinar el valor del contrato (intangible). Para todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor contable histórico se aproxima al valor razonable.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	<u>Período terminado el</u>
	19/03/21
Contraprestación	\$ 79,441
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquirido	<u>(14,470)</u>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 64,971</u>

12. Crédito mercantil

	<u>Por los años terminados el</u>		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Costo	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>

No existen pérdidas acumuladas por deterioro. La integración del crédito mercantil es como sigue:

	<u>Por los años terminados el</u>		
Compañía	31/12/21	31/12/20	31/12/19
IEnova Pipelines	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008
Ventika	115,429	115,429	115,429
IGM	<u>25,654</u>	<u>25,654</u>	<u>25,654</u>
Total	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>

a. IEnova Transportación

IEnova Pipelines

La Compañía utilizó el análisis el DCF para determinar el FV de la UGE, que se obtienen a través de los contratos a largo plazo de los gasoductos es por 6 veces al valor en uso. La tasa de descuento utilizada fue de 6.5 por ciento que corresponde al WACC. Con base en este cálculo, el valor de uso fue mayor al valor en libros, basado en lo anterior se determinó que no existe deterioro.

IGM

El importe recuperable de la UGE se determina con base a DCF a 10 años de los resultados proyectados de IGM. El DCF para 2021, 2020 y 2019 se calculó con base en un pronóstico a largo plazo del flujo de efectivo sin apalancamiento utilizando una tasa de descuento del 6.5 por ciento.

No hay cambios significativos en las operaciones de IGM que pudieran indicar un deterioro potencial desde la adquisición, incluyendo: a) sus resultados financieros han sido consistentes con las proyecciones iniciales de la dirección, b) los cambios en los indicadores macroeconómicos no han tenido efecto adverso en las operaciones de la Compañía (por ejemplo, las tasas libres de riesgo no se han modificado o son menores que a la fecha de adquisición, y el cambio de la calificación para México de BBB a BBB+), c) los cambios en el entorno regulatorio no han afectado de manera negativa las operaciones de la Compañía, y d) no hay cambios significativos en la fuerza laboral, estrategia, tendencias del mercado, o los impactos derivados de las recientes adquisiciones/integraciones. Sin embargo, la administración cree que la tasa de descuento actual puede ser inferior ya que los niveles de deuda del mercado han disminuido desde la adquisición, la tasa de la adquisición fue utilizada como un precio razonable para los propósitos de la prueba.

b. IEnova Renovables

Ventika

La operación de Ventika no presenta cambios significativos que indiquen deterioro potencial desde la adquisición, considerando lo siguiente: a) sus resultados financieros han sido consistentes con las proyecciones iniciales de la administración, b) no ha habido un cambio sustancial en los indicadores macroeconómicos, y, c) no se han producido cambios significativos en la fuerza de trabajo, la estrategia, las tendencias del mercado o los impactos derivados de adquisiciones/integraciones recientes. La tasa de descuento ponderada utilizada fue del 7.4 por ciento que corresponde al WACC. Con base en este cálculo, el valor de uso fue mayor al valor en libros, por lo que se determinó que no existe deterioro.

13. Propiedad, planta y equipo, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
<i>Inversión:</i>			
Edificios y plantas	\$ 5,442,436	\$ 4,852,690	\$ 4,608,337
Equipo	44,476	40,380	37,130
Otros activos	542,346	166,106	155,382
	<u>6,029,258</u>	<u>5,059,176</u>	<u>4,800,849</u>
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,315,785)</u>	<u>(1,132,236)</u>	<u>(996,356)</u>
Terrenos	142,942	135,605	132,078
Construcciones en proceso	465,454	985,967	701,391
	<u>\$ 5,321,869</u>	<u>\$ 5,048,512</u>	<u>\$ 4,637,962</u>

	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Costo						
Saldo al 1o. de enero de 2019	\$ 124,908	\$ 4,273,297	\$ 31,937	\$ 372,505	\$ 135,580	\$ 4,938,227
Adiciones	7,526	13,520	237	624,158	18,643	664,084
Bajas	(159)	(897)	(39)	(4,706)	(1,324)	(7,125)
Efecto de conversión	1	6,382	1,162	304	805	8,654
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	20,403	—	—	—	20,403
Otros	(198)	295,632	3,833	(290,870)	1,678	10,075
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 132,078	\$ 4,608,337	\$ 37,130	\$ 701,391	\$ 155,382	\$ 5,634,318
Adiciones	3,531	20,076	—	514,365	16,661	554,633
Bajas	(2)	(1,144)	(323)	(5)	(1,618)	(3,092)
Efecto de conversión	(2)	(7,916)	(1,300)	(74)	(1,019)	(10,311)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	21,721	—	—	—	21,721
Otros	—	211,616	4,873	(229,710)	(3,300)	(16,521)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	\$ 135,605	\$ 4,852,690	\$ 40,380	\$ 985,967	\$ 166,106	\$ 6,180,748
Adiciones	10	15,390	2,933	342,890	19,883	381,106
Bajas	—	(5,459)	—	(3,024)	(4,512)	(12,995)
Efecto de conversión	(1)	(5,959)	(1,085)	(22)	(808)	(7,875)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	9,282	—	—	—	9,282
Otros	(82)	427,630	2,248	(824,229)	406,941	12,508
Saldo al 31 de diciembre de 2021	\$ 135,532	\$ 5,293,574	\$ 44,476	\$ 501,582	\$ 587,610	\$ 6,562,774
Depreciación acumulada						
Saldo al 1o. de enero de 2019	\$ —	\$ (799,249)	\$ (11,336)	\$ —	\$ (40,728)	\$ (851,313)
Bajas de activo	—	299	33	—	1,123	1,455
Gasto por depreciación	—	(124,195)	(1,027)	—	(8,460)	(133,682)
Efecto de conversión	—	(1,749)	(340)	—	(394)	(2,483)
Otros	—	(10,106)	(13)	—	(214)	(10,333)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ —	\$ (935,000)	\$ (12,683)	\$ —	\$ (48,673)	\$ (996,356)
Bajas de activo	—	544	317	—	1,313	2,174
Gasto por depreciación	—	(132,430)	(2,089)	—	(6,261)	(140,780)
Efecto de conversión	—	2,076	393	—	483	2,952
Otros	—	(36)	—	—	(190)	(226)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	\$ —	\$ (1,064,846)	\$ (14,062)	\$ —	\$ (53,328)	\$ (1,132,236)
Bajas de activo	—	425	—	—	2,561	2,986
Gasto por depreciación	—	(173,446)	(983)	—	(15,607)	(190,036)
Efecto de conversión	—	1,242	306	—	265	1,813
Otros	—	(61,397)	—	—	(133)	(61,530)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	\$ —	\$ (1,298,022)	\$ (14,739)	\$ —	\$ (66,242)	\$ (1,379,003)

Las adiciones a la propiedad, planta y equipo durante 2021, 2020 y 2019, se componen principalmente de adiciones a la construcción en proceso, relacionadas con los siguientes proyectos:

- Terminales - Puebla y Baja California (Ver Nota 1.2.30).
- Terminales - Veracruz (COD el 19 de marzo de 2021. Ver Nota 1.2.18.).
- Terminales - Estado de México (COD el 2 de julio de 2021. Ver Nota 1.2.18.).
- Gasoductos - Estación de compresión Sonora.
- Planta de generación de energía eólica en Mexicali.
- Solares - Pima (COD el 1 de abril de 2019).
- Solares - Rumorosa (COD el 1 de junio de 2019).
- Solares - Tepezalá (COD el 6 de octubre de 2019).
- Solares - Don Diego (COD el 1 de diciembre de 2020).
- Solares - Border Solar (COD el 25 de marzo de 2021. Ver nota 1.2.19.).

Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, las adiciones de propiedad, planta y equipo que no han sido pagadas, ascienden a \$72,535, \$54,743 y \$104,527, respectivamente.

Costos de préstamos. La Compañía capitalizó costos de préstamos sobre los activos calificables por \$26,911, \$2,322 y \$22,454 para los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente. El promedio ponderado de la tasa utilizada para determinar los costos de intereses capitalizables fue de 3.14, 3.44 y 3.68 por ciento, respectivamente, para los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Deterioro de activos de larga duración. Durante el año, como resultado de una revisión de la Administración se identificaron sobrecostos en las construcciones de las terminales de Estado de México y Puebla, la Compañía llevó a cabo una revisión del monto recuperable de cada UGE (a nivel de cada terminal). La revisión condujo al reconocimiento de una pérdida por deterioro en el Estado Consolidado de Resultados, en el rubro “Deterioro de activos de larga duración” por un monto de \$46,227 y \$62,549, respectivamente.

El monto recuperable de cada UGE se ha determinado sobre la base de su valor en uso. La tasa de descuento utilizada para calcular el valor en uso fue del 7.94%. En 2020 y 2019 no se realizaron evaluaciones de deterioro debido a que no hubieron indicios de éste en esos periodos.

13.1 Vida útil de propiedad, planta y equipo

La depreciación se calcula conforme al método de línea recta con base en la vida útil remanente de los activos como sigue:

	<u>Años</u>
Edificios	40
Planta y equipo para el almacenamiento de GNL, regasificación y las instalaciones de inyección de nitrógeno ¹	30-45
Planta y equipo para generación de energía eólica y solar ¹	20-30
Sistema de gasoductos para la transportación y distribución de gas ¹	34-50
Planta y equipo para la generación de electricidad ¹	37
Red de fibra óptica ²	5-20
Mejoras en propiedades arrendadas ²	3-10
Maquinaria y otros equipos ²	3-10
Otros activos ²	3-20

¹ Vidas útiles relacionadas con la categoría planta y equipo.

² Vidas útiles relacionadas con la categoría otros activos.

14. Activos intangibles

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/2018
Derechos de transmisión de energía renovable (a)	\$ 164,622	\$ 164,622	\$ 164,622
Contrato de compra de energía renovable (b)	137,962	—	—
Contrato O&M (c)	43,900	44,566	44,566
Amortización acumulada (d)	(56,035)	(38,195)	(28,321)
	<u>\$ 290,449</u>	<u>\$ 170,993</u>	<u>\$ 180,867</u>

a. *Derechos de transmisión de energía renovable*

El 28 de febrero de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5,000 relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Solar Don Diego.

El 14 de agosto de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5,500 relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Border Solar.

b. *Acuerdo de compra de energía renovable*

El 19 de marzo de 2021 la Compañía adquirió un activo intangible de \$137,961 relacionado con un contrato de compra de energía renovable a largo plazo debido a la finalización de la adquisición del 50 por ciento de la participación accionaria de Saavi Energía's en ESJ.

c. *Contrato O&M*

Derivado de la adquisición de activos de DEN, la Compañía reconoció un activo intangible por \$44,600 relacionado con el contrato de O&M con TAG.

d. *Amortización acumulada*

La amortización se calcula utilizando el método de línea recta en función de la vida útil remanente del activo intangible relacionado, durante el plazo de los contratos de autoabastecimiento para Ventika, de interconexión para Don Diego y Border Solar, de compra de energía renovable de EJS y el contrato de O&M con TAG,

Las vidas útiles que se utilizan para el cálculo de la amortización son:

	Años
Derechos de transmisión de energía renovable	15-20
Contrato de compra de energía renovable	14
Contrato O&M	25

15. Cuentas por pagar

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Cuentas por pagar	\$ 128,082	\$ 83,690	\$ 144,944
Otras cuentas por pagar	2,343	6,983	9,992
	<u>\$ 130,425</u>	<u>\$ 90,673</u>	<u>\$ 154,936</u>

El periodo de crédito promedio otorgado por la compra de bienes y servicios es de 15 a 30 días. Las cuentas por pagar no incluyen intereses. La Compañía tiene políticas de manejo de riesgo financiero para asegurar que todas las cuentas por pagar se paguen de conformidad con los términos crediticios acordados.

16. Beneficios a los empleados

16.1. Aportaciones definidas

La Compañía ofrece un plan de aportaciones definidas para todos sus trabajadores fijos de tiempo completo en México. Los trabajadores que dejan la Compañía obtienen su capital acumulado de acuerdo con sus aportaciones correspondientes de acuerdo con el programa: a) Aportación básica: 100 por ciento de forma inmediata por el capital acumulado. b) Contribución adicional: para el capital acumulado, las tasas otorgadas son: el 100 por ciento en caso de fallecimiento o invalidez, en caso de terminación voluntaria de acuerdo con la política de la Compañía.

16.2. Beneficios definidos

La Compañía también ofrece un plan de beneficios definidos para todos los trabajadores fijos de tiempo completo de sus subsidiarias en México. Según los planes, los empleados tienen derecho a las prestaciones de jubilación que oscilan entre el 55 por ciento y el 100 por ciento de su salario final al alcanzar la edad de jubilación de 65 años. No hay otros beneficios post-retiro que se proporcionen a estos empleados.

16.3. Prima de antigüedad

La Compañía proporciona beneficios por primas de antigüedad, que consiste en un pago único de 12 días por cada año trabajado con base al último sueldo, limitado al doble del salario mínimo establecido por ley.

16.4. Movimiento en el pasivo neto por beneficios definidos

Los importes incluidos en los Estados Consolidados de Posición Financiera derivado de la obligación de la Compañía en relación con sus planes de beneficios definidos y los movimientos en el valor presente de la obligación por aportaciones definidas en el año actual fueron los siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 12,635	\$ 9,901	\$ 7,643
Costo del servicio actual	742	1,485	912
Ingreso por interés	1,015	791	672
Pérdidas (ganancias) actuariales	(641)	902	964
Beneficios pagados	(1,329)	(444)	(290)
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 12,422</u>	<u>\$ 12,635</u>	<u>\$ 9,901</u>

16.4.1. Supuestos actuariales

Los principales supuestos utilizados para fines de los cálculos actuariales son los siguientes:

	Valuación al		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Tasas de descuento	9.25 %	8.25 %	8.75 %
Tasas esperadas de incrementos salariales	4.75 %	4.75 %	4.75 %
Inflación esperada a largo plazo	3.75 %	3.75 %	3.75 %
Tipos de cambio	\$ 19.82	\$ 21.06	\$ 19.53

Las longevidades actuales subyacentes a los valores de la obligación por beneficios definidos a la fecha de presentación de informes fueron las siguientes:

	Valuación al		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Longevidad a los 65 años para miembros actuales			
Masculino	16.53	16.53	16.53
Femenino	19.91	19.91	19.91

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, la duración promedio ponderada de la obligación por beneficios definidos fue de 9.3, 8.63 y 8.59 años, respectivamente.

16.4.2. Análisis de sensibilidad

Los cambios razonablemente posibles en la fecha de reporte a uno de los supuestos actuariales relevantes, manteniendo constantes otros supuestos, habrían afectado la obligación por beneficios definidos en los montos que se muestran a continuación:

	31/12/21		31/12/20		31/12/19	
	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Tasa de descuento (1% de movimiento)	(1,012)	1,159	(975)	1,128	(991)	1,147
Crecimiento salarial futuro (1% de movimiento)	1,122	(993)	1,101	(966)	1,140	(999)
Mortalidad futura (1% de movimiento)	(57)	52	(55)	50	(56)	51

Aunque el análisis no tiene en cuenta la distribución total de los flujos de efectivo esperados según el plan, proporciona una aproximación de la sensibilidad del supuesto mostrado.

16.5. Costos y obligaciones de los beneficios a los empleados

Los importes reconocidos en los resultados del periodo y en ORI, así como los beneficios pagados con respecto a los beneficios a los empleados son los siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 1,475	\$ 1,485	\$ 912
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	1,015	791	672
(Pérdidas) ganancias actuariales reconocidas en ORI	(641)	902	964

17. Otros pasivos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 39,697	\$ 33,570	\$ 22,711
Depósitos de clientes	4,385	3,277	3,507
	<u>\$ 44,082</u>	<u>\$ 36,847</u>	<u>\$ 26,218</u>

a. El saldo corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo (ver Nota 22).

18. Otros pasivos

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Ingresos diferidos a corto plazo (c)	\$ 112,052	\$ 2,380	\$ 5,330
Salarios y prestaciones por pagar	36,309	29,369	28,452
Ingresos diferidos (a) and (b)	27,074	64,599	16,618
Retenciones	1,650	—	—
Otros	914	—	—
	<u>\$ 177,999</u>	<u>\$ 96,348</u>	<u>\$ 50,400</u>
Otros pasivos a corto plazo	\$ 150,011	\$ 78,895	\$ 33,782
Otros pasivos a largo plazo	27,988	17,453	16,618
	<u>\$ 177,999</u>	<u>\$ 96,348</u>	<u>\$ 50,400</u>

- a. Corresponde a servicios por prestar relacionados con el gasoducto Guaymas - El Oro por un importe de \$11,417 al 31 de diciembre 2021 y \$11,400 por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- b. Corresponde a servicios por prestar del contrato de San Isidro - Samalayuca por un importe de \$4,191 al 31 de diciembre 2021 y \$4,300 por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- c. Corresponde al pago recibido por anticipado de CFE en los siguientes gasoductos por un monto de \$109,867 y \$47,100 al 31 de diciembre de 2021 y 2020:
- Ramal Empalme
 - Oginaga
 - Sasabe - Guaymas
 - Aguaprieta
 - San Isidro

19. Provisiones

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 115,958	\$ 102,382	\$ 77,648
Otros (b)	19,435	11,048	7,194
	<u>\$ 135,393</u>	<u>\$ 113,430</u>	<u>\$ 84,842</u>
Circulantes	\$ 2,346	\$ 4,952	\$ —
No circulantes	133,047	108,478	84,842
Total de provisiones	<u>\$ 135,393</u>	<u>\$ 113,430</u>	<u>\$ 84,842</u>

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1o. de enero de 2019	\$ 54,443	\$ 7,711	\$ 62,154
Reconocimiento de provisión de TDM por vuelta en operación	3,620	—	3,620
Incremento de gasto financiero	2,803	—	2,803
Pago y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(517)	(517)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	16,782	—	16,782
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 77,648	\$ 7,194	\$ 84,842
Provisión adicional	1,986	4,953	6,939
Incremento de gasto financiero	3,013	—	3,013
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,099)	(1,099)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	19,735	—	19,735
Saldo al 31 de diciembre de 2020	\$ 102,382	\$ 11,048	\$ 113,430
Provisión adicional	19,519	12,157	31,676
Incremento de gasto financiero	3,469	—	3,469
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(3,770)	(3,770)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	(9,412)	—	(9,412)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	<u>\$ 115,958</u>	<u>\$ 19,435</u>	<u>\$ 135,393</u>

a. Obligación por retiro de activos.

Para los activos de larga duración, la Compañía registra pasivos por obligación de retiro de activos de larga duración al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados del servicio, si se tiene una obligación legal o asumida y si se puede realizar una estimación razonable de dicha obligación. Las tasas de descuento utilizadas por la Compañía fueron 3.29, 3.00 y 3.75 por ciento al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

b. Otras provisiones.

Al 31 de diciembre 2021, se compone principalmente de garantías de pago en litigio con contratistas menores, así como de saldos del contrato de servicios específicos (“CSE”) relacionados con la provisión autorizada y estipulada bajo el contrato de O&M con Pemex TRI, respecto a la adquisición de materiales, refacciones y servicios de mantenimiento para los sistemas de transporte del gas.

20. Bonos de carbono

La Compañía tiene la obligación según el Proyecto de Ley 32 de California (“AS32”) de adquirir bonos de carbono por cada tonelada métrica de dióxido de carbono emitido a la atmósfera durante la generación de electricidad. Según dicha ley, TDM está sujeta a esta regulación extraterritorial, a pesar de que se encuentra ubicada en Baja California, México, debido a que sus usuarios finales se encuentran en el estado de California, Estados Unidos.

La Compañía registra los bonos de carbono, a su costo ponderado o valor de mercado, el que resulte menor, en el circulante y no circulante de los Estados de Posición Financiera de acuerdo con las fechas de obligación. La Compañía determina el cumplimiento de la obligación con base en las bitácoras de las emisiones y

considerando el FV de las estimaciones necesarias para el cumplimiento de esta obligación. La Compañía elimina el saldo de los bonos de carbono de los activos y pasivos de los Estados de Posición Financiera Consolidados cuando éstos son entregados.

Los bonos de carbono se muestran de la siguiente manera en los Estados de Posición Financiera Consolidados:

	Por el año terminado el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activos:			
Corrientes	\$ 8,592	\$ 47,439	\$ 6,444
No corrientes	20,461	6,457	30,083
	<u>\$ 29,053</u>	<u>\$ 53,896</u>	<u>\$ 36,527</u>
Pasivos (a) :			
Corrientes	\$ 8,592	\$ 47,439	\$ 6,444
No corrientes	20,048	—	29,843
	<u>\$ 28,640</u>	<u>\$ 47,439</u>	<u>\$ 36,287</u>

- a. Los cambios en los estados consolidados de situación financiera se registraron al costo de ingresos de \$27,400, \$24,400 y \$21,300, por los años terminados al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente.

21. Deuda a corto plazo

Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 la deuda a corto plazo se integra de la siguiente manera:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Línea de crédito (a)	\$ 1,007,000	\$ 772,000	\$ 1,174,068
Deuda a corto plazo de IEnova Pipelines Crédito bancario (ver Nota 22.d).	46,079	43,823	41,186
Línea de crédito multilateral (ver Nota 22.h, j).	11,437	611	588
Deuda a corto plazo de Ventika Crédito bancario (ver Nota 22.b, c).	—	27,098	25,665
Trina Solar (ver Nota 22.f).	—	—	231
	<u>\$ 1,064,516</u>	<u>\$ 843,532</u>	<u>\$ 1,241,738</u>
Costos de financiamiento	(2,472)	(4,245)	(6,359)
	<u>\$ 1,062,044</u>	<u>\$ 839,287</u>	<u>\$ 1,235,379</u>

a. Líneas de crédito

SMBC. El 21 de agosto de 2015, la Compañía contrató una línea de crédito revolvente por \$400,000 con una duración de cinco años, la cual será utilizada para financiar el capital de trabajo de la Compañía y para propósitos corporativos generales. Los prestamistas son Banamex, SMBC, Santander, The Bank of Tokyo Mitsubishi (“Bank of Tokyo”) y BNS.

Disposición de la línea de crédito. En diciembre de 2016, la Compañía retiró \$375,000 para financiar una parte de la adquisición de Ventika y para propósitos corporativos generales.

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía renegoció la línea de crédito para incrementarla hasta por un monto de \$1,170,000. El 30 de diciembre de 2016, una parte de este crédito revolving fue pagado por un monto de \$200,000.

El 14 de noviembre de 2017, la Compañía dispuso de \$260,000, una parte de esta disposición fue utilizada para la adquisición de DEN.

El 14 de diciembre de 2017, con los recursos provenientes de la emisión de Senior Notes, la Compañía pagó una porción del crédito revolving por \$730,000 (Ver Nota 22.a.).

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró una modificación al acuerdo para aumentar el monto de la línea de crédito a \$1,500,000 y ampliar el plazo de vencimiento hasta 2024. La Compañía reconoció costos de emisión por \$5,800.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha dispuesto un importe de \$399,000, lo que significa que al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 el monto disponible del crédito fue de \$1,101,000, \$1,108,000 y \$606,000, respectivamente.

La tasa de intereses promedio ponderada de corto plazo con SMBC fue de 0.98, 2.14 y 2.74 por ciento, durante el año terminado al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente.

BNS Crédito Bilateral. El 23 de septiembre de 2019, la Compañía firmó un contrato de crédito revolving de dos años por \$280,000 con BNS. Al 31 de diciembre 2021 y 2020 la línea de crédito se ha utilizado completamente.

El préstamo otorgado se puede liquidar en cualquier momento, sin prima o penalización, o parcialmente con pagos a cuenta del préstamo en parte del Monto Mínimo total.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral más 0.54 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento.

Las disposiciones de la línea de crédito son utilizadas para capital de trabajo y propósitos generales del corporativo.

El 23 de septiembre de 2021, la Compañía celebró un addendum para aumentar el importe de la línea de crédito a \$350,000. Ese mismo día, la Compañía retiró los \$70,000 restantes.

El 30 de Septiembre de 2021, la Compañía pagó \$56,000 y el 6 de octubre de 2021, la compañía dispuso nuevamente de esa cantidad.

El 30 de Noviembre de 2021, la Compañía pagó \$34,000 y el 2 de diciembre de 2021, la compañía dispuso nuevamente de esa cantidad.

BNS Capital de Trabajo. El 22 de septiembre de 2021, la Compañía firmó una línea de crédito por \$250,000 de capital de trabajo no comprometida, el vencimiento es al 23 de Septiembre de 2022, con una tasa aplicable de LIBOR más 10 puntos base. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía dispuso de la línea de crédito en su totalidad. La Compañía reconoció costos por \$753 por esta transacción.

Scotiabank. El 9 de marzo de 2020, la Compañía dispuso \$100,000 de su fondo de capital de trabajo con Scotiabank con un vencimiento al 8 de junio de 2020, con una tasa de interés aplicable de LIBOR mensual más 30 PBS. El vencimiento de este financiamiento se extendió al 8 de julio de 2020. El financiamiento fue pagado anticipadamente el 24 de junio de 2020. El 9 de octubre de 2020, se decidió darlo por terminado.

El 15 de octubre de 2020, la Compañía retiró \$100,000 de su línea de crédito de capital de trabajo no comprometida, el vencimiento en tres años después de la fecha de desembolso.

El 6 de noviembre de 2020, la Compañía dispuso \$100,000 de su fondo de capital de trabajo con BNS con un vencimiento al 6 de mayo de 2021, con una tasa de interés aplicable de LIBOR mensual más 65 PBS. El 6 de mayo de 2021, fue pagada la línea de crédito en su totalidad.

El 30 de junio de 2021, la Compañía dispuso \$100,000 de su fondo de capital de trabajo con un vencimiento al 27 de diciembre de 2021, con una tasa de interés aplicable de LIBOR mensual más 52 PBS. Al 31 de diciembre de 2021, el fondo fue pagado por \$92,000.

22. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 la deuda a largo plazo incluye:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Senior Notes (a)	\$ 1,640,000	\$ 1,640,000	\$ 840,000
Línea de crédito multilateral (h, j)	530,180	541,000	200,000
CEBURES a tasa fija (e, g)	189,472	195,501	206,949
BBVA Bancomer – IEnova Pipelines (d)	109,087	155,166	198,759
Santander – Ventika (b)	—	375,626	401,764
Trina Solar (f)	—	—	11,190
	<u>\$ 2,468,739</u>	<u>\$ 2,907,293</u>	<u>\$ 1,858,662</u>
Costos de emisión de deuda	(65,042)	(68,582)	(40,331)
	<u><u>\$ 2,403,697</u></u>	<u><u>\$ 2,838,711</u></u>	<u><u>\$ 1,818,331</u></u>

- a. Senior Notes.** El 14 de diciembre de 2017, la Compañía llevó a cabo una oferta internacional de deuda por un monto de \$840,000 con las siguientes características:
- La primera colocación fue por \$300,000 y devenga intereses a una tasa del 3.75 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2028.
 - La segunda colocación fue por \$540,000 y devenga intereses a una tasa del 4.88 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2048.

La Compañía utilizó los recursos de la colocación para pagar deudas a corto plazo y el remanente se utilizó para fines corporativos en general.

El 15 de septiembre de 2020, la Compañía obtuvo \$800,000 relacionados con una oferta internacional de deuda y devenga intereses a una tasa del 4.75 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2051.

El monto de los costos por la oferta de Senior Notes fue de \$30,200, que incluyen mejoramiento en la tasa de descuento, comisiones bancarias y otros costos. La Compañía utilizó los recursos de la colocación para pagar deuda a corto plazo.

- b. Proyecto de financiamiento del parque eólico Ventika.** El 8 de abril de 2014, Ventika (una subsidiaria de IEnova) celebró un contrato de préstamo para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con cinco bancos, donde Santander funge como agente administrativo y colateral; NADB, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“BANOBAS”), BANCOMEXT y NAFINSA fungen como prestamistas.

El 8 de octubre de 2021, los créditos se repagaron en su totalidad. Dichos créditos se sustituyeron por créditos intercompañía. Los costos financieros derivados del repago de los créditos ascendieron a \$30,600.

- c. Swaps de tasa de Interés.** Con la finalidad de mitigar los impactos de efectos de cambios de las tasas de mercado, Ventika celebró dos contratos swap de tasa de interés con Santander y BANOBAS; los cuales cubren hasta el 92 por ciento del total de las líneas de crédito. Los contratos swap permiten a la

Compañía pagar tasas fijas de interés por 2.94 y 3.68 por ciento respectivamente; y recibir tasas variables (LIBOR a tres meses).

- d. **BBVA Bancomer - IEnova Pipelines.** El 5 de diciembre de 2013, IEnova Pipelines firmó un contrato de crédito con Bancomer, como agente y con Deutsche Bank México, división fiduciaria, como fiduciario. El monto del préstamo es por \$475,400, el cual será utilizado para el desarrollo de los proyectos de IEnova Pipelines. Cuatro instituciones financieras participan en el préstamo mencionado anteriormente, con los siguientes porcentajes: Bancomer con el 50 por ciento, Bank of Tokio con el 20 por ciento, Mizuho con el 15 por ciento y NORD/LB con el 15 por ciento.

El préstamo otorgado se paga a través de amortizaciones trimestrales a partir del 18 de marzo de 2014 y hasta el 2026, siendo el plazo total del préstamo de 13 años. La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR a más 2 por ciento hasta el quinto año de vencimiento, del quinto al octavo año de vencimiento se utilizará LIBOR más 2.25 por ciento del octavo al décimo segundo año de vencimiento se utilizará LIBOR más 2.50 por ciento y desde el décimo tercer año y hasta el vencimiento se utilizará LIBOR más 2.75 por ciento.

Al 31 de diciembre de 2021, los vencimientos de la deuda (incluyendo corto y largo plazo) son como sigue:

Año	Monto
2022	46,079
2023	47,243
Posteriores	61,844
	\$ 155,166

En dicho crédito, IEnova Pipelines fue denominada como acreditada y TDF, S. de R. L. de C. V. ("TDF") y Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V. ("GdT"), subsidiarias de IEnova, en conjunto fueron denominados como garantes y avalistas a través de la cesión de derechos de cobro de un portafolio de proyectos integrados por IEnova Pipelines, TDF y GdT como fuente de pago del crédito.

Como parte de las obligaciones que derivan del crédito, se deben de cumplir con las siguientes cláusulas durante la vigencia del crédito:

- i. Mantener un capital contable mínimo durante la vigencia del crédito, en los montos que se indican a continuación:

Compañía	Monto
IEnova Pipelines	\$ 450,000
GdT	130,000
TDF	90,000

- ii. Mantener una cobertura de intereses de al menos 2.5 a 1 de forma consolidada (Utilidad Antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización ("UAIIDA") sobre intereses), para el pago de intereses.

Al 31 de diciembre del 2021, los Estados Financieros Consolidados muestran que IEnova Pipelines ha cumplido con estas obligaciones.

El 22 de enero de 2014, IEnova Pipelines contrató instrumentos derivados swap con BBVA Bancomer, The Bank of Tokyo, Mizuho y NORD/LB para cubrir el riesgo de tasa de interés del total de su deuda. Los instrumentos financieros cambian la tasa LIBOR a una tasa fija del 2.63 por ciento.

La Compañía ha designado los instrumentos financieros derivados antes mencionados como flujo de efectivo, en término de lo permitido por IFRS 9 "Instrumentos Financieros". Dado que los swaps de

tasa de interés tienen el objetivo de fijar el flujo de efectivo derivado del pago de intereses por el préstamo sindicado que vence en 2026.

- e. **CEBURES.** Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó una colocación pública de CEBURES por \$306,200 (\$3,900,000 de pesos históricos) devengando intereses a una tasa fija del 6.3 por ciento, con pagos de intereses semestralmente, hasta su vencimiento en 2023.
- f. **Trina Solar - ESJ Renewable I, S. de R. L. de C. V. ("ESJR I").** El 31 de Julio de 2018, la Compañía firmó un contrato de crédito con Trina Solar, el monto del préstamo es por \$12,400, el cual será utilizado para el desarrollo del proyecto solar de Tepezalá. Con vencimiento de 10 años. La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral más 365 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento en 2028.

El 28 de abril de 2020 realizó el pago del préstamo junto con los intereses acumulados a esa fecha.

- g. **Swaps de tipo de cambio y tasa de interés.** Con fecha 14 de febrero de 2013, en relación a las ofertas públicas de CEBURES, la Compañía celebró contratos swap de tipo de cambio y tasa de interés para cubrir su exposición al pago de sus obligaciones denominadas en pesos. Para la deuda con vencimiento en 2023, la Compañía intercambió la tasa fija en pesos por una tasa fija en dólares, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada en dólares, a través de este swap, es de 4.12 por ciento.

La suma del valor del nocional de los swaps al 31 de diciembre 2021, es de \$306,200 (\$3,900,000 de pesos históricos). Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

- h. **Línea de Crédito Multilateral.** El 19 de noviembre de 2019 la Compañía firmó un contrato de crédito con IFC y NADB . El monto del préstamo fue de \$200,000, el cual será utilizado para financiar cuatro plantas de energía solar en México.

IFC y NADB tienen el 50 por ciento de contribución cada uno. El préstamo contempla la amortización semestral a partir del 15 de junio de 2022 y termina en noviembre de 2034, para un total de 15 años. La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR más 2.25 por ciento por año hasta su vencimiento.

El 10 de junio de 2020, la Compañía firmó el Primer Acuerdo de Términos Comunes Modificado y Reexpresado por y entre el Prestatario IFC, NADBank, JICA y DFC.

El 10 de junio de 2020, la Compañía firmó un financiamiento por 15 años con DFC hasta por \$241,000. El préstamo paga un interés fijo del 2.90 por ciento anual hasta el vencimiento. Esta transacción es parte de la estructura financiera que la Compañía cerró en noviembre de 2019 con IFC, miembro del Grupo del Banco Mundial y NADB.

- i. **Swap de tasa de interés de crédito multilateral.** Para mitigar parcialmente su exposición a los cambios en las tasas de interés asociados con la línea de crédito multilateral, IEnova realizó swaps de tasa de interés flotante a tasa fija por el 100 por ciento del préstamo. El swap de tasa de interés asignado a Credit Agricole con una fecha de negociación del 20 de noviembre de 2019 y una fecha de vigencia del 5 de diciembre de 2019, la fecha de desembolso del préstamo. El plazo del canje de tasas de interés coincide con los términos críticos de los pagos de intereses. El swap se contabiliza como coberturas de flujo de efectivo. La tasa de interés fija contratada es 1.78 por ciento.
- j. **JICA Crédito a largo plazo.** El 26 de marzo de 2020, la Compañía suscribió una línea de crédito a 15 años por \$100,000 con JICA. Esta transacción es parte de la estructura financiera que la compañía cerró en noviembre de 2019 con IFC, miembro del Grupo del Banco Mundial y NADB.

Los fondos fueron recibidos el 13 de abril de 2020 e integrado a los otorgados en 2019 por IFC y NADB para financiar y/o refinanciar la construcción de la cartera de proyectos de generación solar de la Compañía. El préstamo paga un interés fijo del 1.50 por ciento anual hasta el vencimiento.

- k. Swap de tasa de interés de JICA.** Crédito a largo plazo. Para mitigar parcialmente la exposición a los cambios en las tasas de interés asociados con el crédito a largo plazo de JICA, la Compañía realizó swaps de tasa de interés flotante a fija por el 100 por ciento del préstamo. El swap de tasa de interés pendiente asignado a BBVA con una fecha de negociación del 27 de marzo de 2020 y una fecha de vigencia del 13 de abril de 2020, la fecha de desembolso del préstamo.

El plazo del canje de tasas de interés coincide con los términos críticos de los pagos de intereses. El canje se contabiliza como coberturas de flujo de efectivo. La tasa de interés fija contratada es de 0.88 por ciento.

- l. Scotiabank.** El 9 de octubre de 2020, la Compañía retiró \$20,000 de su línea de crédito de capital de trabajo no comprometida con Scotiabank, el vencimiento fue el 9 de octubre de 2023.

- m. Mizuho - ESJ.** El 12 de junio de 2014, ESJ firmó un convenio por \$239,800 para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con un grupo de cinco bancos: Mizuho Bank, LTD (“Mizuho”) como líder coordinador, NADB como banco técnico y modelador, Nacional Financiera, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“NAFINSA”), Norddeutsche Landesbank Girozentrale (“NORD/LB”) y SMBC como prestamistas.

De acuerdo con el contrato de financiamiento, la posibilidad de hacer retiros terminó en la fecha de conversión del contrato que fue el 30 de junio de 2015. ESJ realizó retiros por un monto total acumulado de \$183,500 de la línea de crédito.

El 8 de octubre de 2021, los créditos se repagaron en su totalidad. Dichos créditos se sustituyeron por créditos intercompañía. Los costos financieros derivados del repago de los créditos ascendieron a \$27,800.

- n. Coberturas (“swaps”) de tasas de interés.** Con el objeto de cubrir el riesgo de cambios en las tasas de interés asociadas con el préstamo, ESJ celebró tres contratos de cobertura de tasa de interés por el 90 por ciento del préstamo. Existen tres swaps de tasa de interés, con Mizuho, SMBC y NORD/LB; cada uno firmado el 12 de junio de 2014 y con fecha efectiva el 30 de junio de 2015. Los términos de los swaps se construyeron para contrarrestar los términos críticos de los pagos de intereses. Los swaps se contabilizan como coberturas del flujo de efectivo.

El 8 de octubre de 2021, los créditos se repagaron en su totalidad. Dichos créditos se sustituyeron por créditos intercompañía.

23. Instrumentos financieros

23.1. Categorías de instrumentos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activos financieros			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 199,105	\$ 291,993	\$ 57,966
Efectivo restringido	19,430	24,343	33,536
FVTPL			
Con fines de negociación	8,049	1,402	17,241
Costo amortizado			
Préstamos y cuentas por cobrar	911,704	1,000,746	920,410
Arrendamiento financiero	985,535	940,608	932,624

Por los años terminados el

	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Pasivos financieros			
FVTPL			
Con fines de negociación	\$ 141,974	\$ 185,035	\$ 155,931
Costo amortizado	4,000,318	4,140,192	3,492,932

23.2. *Objetivos de la administración del riesgo financiero*

Las actividades llevadas a cabo por la Compañía pueden exponerla a riesgos financieros, incluyendo el riesgo de mercado, que incluye el riesgo de tipo de cambio, de tasa de interés, de precios de materias primas, de crédito y de liquidez. La Compañía busca minimizar los posibles efectos negativos de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa integral de administración de riesgos.

La Compañía puede utilizar instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrirse de algunas exposiciones a los riesgos financieros implícitos en los activos y pasivos en los Estados Consolidados de Posición Financiera o riesgos fuera de balance (compromisos en firme y transacciones proyectadas como altamente probables). Tanto la administración de riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados se rigen por las políticas de la Compañía.

La Compañía identifica, evalúa, monitorea y administra de forma centralizada los riesgos financieros de sus subsidiarias operativas a través de políticas escritas que establecen límites asociados a riesgos específicos, incluyendo las directrices para establecer las pérdidas admisibles, para determinar cuándo el uso de ciertos instrumentos financieros derivados es apropiado, cuándo dichos instrumentos pueden ser designados como instrumentos de cobertura o cuándo no califican para la contabilidad de cobertura, sino más bien como mantenidos con fines de especulación. El cumplimiento de las políticas establecidas y los límites de exposición de la administración de la Compañía son revisados por auditoría interna en forma rutinaria. Adicionalmente, respecto a las operaciones con instrumentos financieros derivados, la administración de la Compañía recibe asesoría de Chatham Hedging Advisors, LLC en la verificación del valor razonable y en la determinación de la efectividad de los instrumentos de cobertura. Estas cifras, posiciones y conclusiones son revisadas por el auditor externo de la Compañía de forma trimestral aún y cuando no existe requerimiento de dicha revisión sobre una base trimestral.

Los directores y ejecutivos clave de IEnova, con apoyo de la Dirección de Tesorería y Riesgos supervisan y autorizan las actividades de administración de riesgos según las políticas y procedimientos establecidos en la Compañía.

23.3. *Riesgo de mercado*

El riesgo de mercado es el riesgo de la erosión de los flujos de efectivo, ingresos, valor de los activos y capital debido a los cambios adversos en los precios de mercado, tasas de interés y tipos de cambio.

La Compañía cuenta con políticas que rigen la administración del riesgo de mercado y las actividades comerciales. Los directores y ejecutivos clave de la Compañía Controladora son miembros de comités que establecen políticas, supervisan las actividades de administración de riesgos energéticos y monitorean los resultados de las negociaciones y otras actividades para asegurar el cumplimiento de nuestras políticas de administración y negociación del riesgo de energía. Estas actividades incluyen, pero no están limitadas a, el monitoreo diario de las posiciones de mercado que crean riesgo de crédito, liquidez y mercado. Los órganos de vigilancia y los comités respectivos son independientes de los departamentos de adquisición de energía eléctrica.

La Compañía contrata una variedad de instrumentos financieros derivados para administrar su exposición al riesgo de precios de materias primas, de tasas de interés y de tipos de cambio, entre ellos:

- Swaps de tasas de interés para mitigar el riesgo de incremento de las tasas de interés o monedas extranjeras en las que se denominan ciertos pasivos (y sus efectos fiscales relacionados), y
- Contratos de precio de materias primas para cubrirse de la volatilidad de los precios y la base de gas natural.

No ha habido ningún cambio importante en la exposición de la Compañía a los riesgos de mercado o en la manera en que estos riesgos son administrados y evaluados.

23.4. *Análisis del Valor en riesgo ("VaR")*

El VaR estima la pérdida potencial en la utilidad antes de impuestos bajo condiciones normales de mercado sobre un periodo de tenencia dado para un nivel de confianza específico. La metodología del VaR es un enfoque estadísticamente definido con base en probabilidades, que toma en consideración las volatilidades del mercado así como la diversificación de riesgo reconociendo las posiciones de compensación y correlación entre los productos y el mercado. Los riesgos se pueden valorar de manera consistente a través de todos los mercados y productos, y se pueden agregar mediciones de riesgo para así llegar a un número individual de riesgo.

Además de otras herramientas, la Compañía utiliza el VaR para medir su exposición al riesgo de mercado asociado principalmente con los instrumentos derivados sobre materias primas que posee. La Compañía utiliza en los cálculos las volatilidades y correlaciones históricas entre los instrumentos y las posiciones.

La Compañía utiliza un período de tenencia de un día y un intervalo de confianza del 95 por ciento en sus cálculos de VaR.

El VaR de un día al 95 por ciento refleja la probabilidad de 95 por ciento que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

El enfoque de varianza-covarianza se utilizó para calcular los valores del VaR.

Historia VaR (de un día, 95%) por tipo de riesgo:	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Swap de tasa de interés y commodities	\$ 21,578	\$ 50,387	\$ 10,738
Exposición total VaR	\$ 20,499	\$ 47,868	\$ 10,201

El VaR es una estimación estadística de la cantidad que un portafolio puede perder en un horizonte de tiempo determinado para el intervalo de confianza dado. Mediante el uso de un VaR con un intervalo de confianza del 95 por ciento, las pérdidas potenciales por encima de dicho porcentaje no son consideradas; mediante el uso de datos históricos posibles movimientos extremos adversos pueden no ser capturados, ya que no ocurrieron durante el período de tiempo considerado en los cálculos, y no hay garantía de que las pérdidas reales no excedan el VaR calculado.

Mientras que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos de precios de materias primas y tasas de interés, los análisis de sensibilidad evalúan el impacto de un cambio razonable posible en los precios de los insumos y tasas de interés durante un año. Los detalles del análisis de sensibilidad para el riesgo cambiario se incluyen en la Nota 23.7.1.

23.5. *Riesgo de precios en insumos*

El riesgo de mercado relacionado con insumos se genera por la volatilidad de los precios de ciertos insumos. Diversas subsidiarias de la Compañía están expuestas, en diversos grados, al riesgo de precios, principalmente a los precios en los mercados de gas natural. La política de la Compañía es la administración de este riesgo dentro de un marco que considere los mercados únicos y operativos, y entornos regulatorios de cada subsidiaria.

La Compañía está generalmente expuesta a riesgo de precios en insumos, indirectamente a través de sus activos de la terminal de GNL, gasoductos de gas y almacenamiento, y de generación de energía. La Compañía puede utilizar las transacciones de insumos con el fin de optimizar estos activos. Estas operaciones suelen negociarse con base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos (Ver Nota 23.4.).

23.6. Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el dólar, adicionalmente, mantiene saldos en pesos de sus subsidiarias con moneda funcional dólar, exponiendo a la Compañía a fluctuaciones cambiarias.

El objetivo principal de la Compañía en la reducción de riesgo cambiario es el de preservar el valor económico de las inversiones y reducir la volatilidad de las utilidades que de otro modo se producirían debido a las fluctuaciones cambiarias.

Como se mencionó anteriormente, la Compañía realiza transacciones en moneda extranjera y, en consecuencia, surge la exposición a las fluctuaciones cambiarias.

Los valores contables de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, de acuerdo con la moneda funcional de las subsidiarias, al final de los periodos sobre los que se informa son los siguientes:

	Activos monetarios		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 1,009,120	\$ 1,047,389	\$ 1,025,682
Subsidiarias con moneda funcional peso	20,771	20,890	26,462
	Pasivos monetarios		
	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 988,685	\$ 921,593	\$ 938,184
Subsidiarias con moneda funcional peso	20,350	18,380	47,867

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional dólar, sus saldos en pesos incluyen: cuentas bancarias e inversiones en valores, IVA, ISR, por cobrar o por pagar, pagos anticipados, depósitos en garantía, la deuda a largo plazo, cuentas por pagar a proveedores y otras retenciones de impuestos.

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional peso, sus saldos en dólares incluyen: cuentas bancarias, préstamos de partes relacionadas, cuentas por pagar a proveedores y provisiones.

Los tipos de cambio vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados y la fecha de emisión son los siguientes.

	Pesos			
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	25/04/2022
Un Dólar	\$ 20.5835	\$ 19.9487	\$ 18.8452	\$ 20.1802

23.6.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 23.7. son presentados en pesos para las subsidiarias con moneda funcional dólar y en dólares para las subsidiarias con moneda funcional en pesos.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados y ORI a un aumento y disminución del 10 por ciento del dólar frente al peso. El índice de sensibilidad utilizado para informar sobre el riesgo de moneda extranjera al personal clave de administración es 10 por ciento, lo que representa un punto de referencia para la administración del posible cambio de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye sólo saldos insolutos de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al cierre del periodo con un cambio del 10 por ciento en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo está denominado en una moneda distinta a la moneda funcional de la entidad acreditante o acreditado.

Para las subsidiarias con moneda funcional dólar, un número negativo indica una disminución en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10 por ciento frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían positivos.

Para las entidades con moneda funcional dólar, el análisis de sensibilidad a los cambios en los tipos de cambio de peso/dólar se determina sobre una base antes de impuestos debido a la complejidad para determinar los efectos fiscales (las leyes fiscales reconocen las diferencias de cambio acumulables o deducibles y pérdidas sobre la base de la posición monetaria del dólar, independientemente de la moneda funcional).

Para las subsidiarias con moneda funcional peso, un número positivo indica un incremento en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10 por ciento contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían negativos.

	Moneda funcional dólar			Moneda funcional peso		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Utilidad o (pérdida) (i)	\$ 1,300	\$ 8,005	\$ 5,532	\$ (366)	\$ (444)	\$ (916)
ORI	—	—	—		(4,203)	2,865

- i. Principalmente atribuible a la exposición a saldos por cobrar en pesos en las subsidiarias con moneda funcional dólar al final de cada período de reporte.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional dólar a la moneda extranjera ha disminuido principalmente debido al incremento de préstamos a partes relacionadas no consolidables.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional peso a la moneda extranjera ha aumentado principalmente debido al incremento del saldo en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

23.7. Administración del riesgo de tasas de interés

23.7.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por los JV's de la Compañía

Como se describe en la Nota 10.3.b. el JV con Brookfield firmó un contrato de swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

El FV de instrumentos financieros derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, los cuales impactan la inversión en el JV con cargo a las utilidades actuales.

La Administración de la Compañía considera que el resultado del análisis de sensibilidad de este derivado es poco significativo.

23.8. *Administración del riesgo de crédito*

El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las contrapartes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía administra el riesgo de crédito a través de su proceso de aprobación de crédito con la asignación y monitoreo de los límites de crédito otorgados. La Compañía establece dichos límites de crédito basados en el riesgo y consideraciones de recuperación bajo términos habituales de la industria.

Al igual que con el riesgo de mercado, la Compañía tiene políticas y procedimientos para administrar el riesgo de crédito, las cuales se ajustan a cada segmento de negocio, y son administrados por el departamento respectivo de cada subsidiaria y supervisados por cada administración.

Para la asignación de créditos de ECO, dependiendo del tipo de servicio requerido por el cliente, se aplican diferentes criterios como sigue:

Clientes menores (clientes residenciales para consumo del hogar):

- Copia de identificación oficial;
- Comprobante de domicilio o poder notarial por parte del propietario, en el caso de propiedades rentadas;
- Referencias personales, (las cuales son confirmadas); y
- Registro Federal de Contribuyentes, para clientes comerciales con consumos menores.

Clientes principales (clientes de consumo industrial y comercial)

- Poder notarial;
- Identificación oficial del representante legal;
- Acta constitutiva;
- Comprobante de domicilio; y
- Dependiendo del volumen de consumo, puede ser requerida una garantía, la cual puede ser: una carta de crédito, un depósito en garantía, pagarés, entre otros.

La supervisión incluye una revisión mensual del 100 por ciento de los saldos de clientes importantes por el departamento de crédito y cobranza, para asegurarse de que los pagos se hacen en una manera oportuna y para garantizar que se encuentren en el cumplimiento de los términos acordados en el contrato.

La Compañía considera que ha asignado reservas adecuadas por incumplimiento de las contrapartes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad, cuando los proyectos de desarrollo de la Compañía se vuelven operacionales, dependen en gran medida de la capacidad de sus proveedores para cumplir sus contratos a largo plazo y de la capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento.

Asimismo, los factores que la Compañía considera en la evaluación de un proyecto de desarrollo incluyen negociaciones con el cliente y acuerdos con proveedores y, por lo tanto, dependen de estos acuerdos para el desempeño futuro.

23.8.1. Concentración del riesgo de crédito

La Compañía conduce sus negocios basados en las evaluaciones continuas de las condiciones financieras de los clientes y en ciertas garantías, excepto cuando esos clientes califican para el crédito con base en sus calificaciones otorgadas por S&P u otra agencia calificadora de crédito en Estados Unidos o en Canadá.

La administración considera que el riesgo derivado de la concentración del crédito es mínimo ya que sus principales clientes pagan en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

A continuación se presenta una tabla que muestra la concentración de los ingresos de la Compañía por cliente:

	Segmento	Por los años terminados al		
		31/12/21	31/12/20	31/12/19
Ciente 1	Gas	\$ 392,920	\$ 248,440	\$ 301,727
Ciente 2	Gas	319,586	135,535	143,090
Ciente 3	Electricidad y Gas	245,356	168,541	222,867
Ciente 4	Gas	179,654	178,250	167,770
Ciente 5	Almacenamiento y Gas	128,681	122,787	127,243
Ciente 6	Gas	75,080	3,761	—
Ciente 7	Gas	69,939	94,198	102,084
Ciente 8	Almacenamiento y Gas	64,544	64,664	24,367
Ciente 9	Gas	57,640	5,909	12,026
Ciente 10	Almacenamiento y Gas	36,453	36,393	36,366
Otros **		271,620	202,823	241,716
		<u>\$ 1,841,473</u>	<u>\$ 1,261,301</u>	<u>\$ 1,379,256</u>

** Dentro de otros, no hay clientes que representen más del 10 por ciento de la concentración de ingresos de la Compañía.

Como se menciona anteriormente, todos los principales clientes pagan de forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados y, por lo tanto, la administración considera que la Compañía no está expuesta a riesgos de crédito significativos.

23.9. Administración del riesgo de liquidez

La responsabilidad final de la administración del riesgo de liquidez corresponde a los directores y ejecutivos clave de IEnova, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre 2021, los proyectos se financiaron por recursos obtenidos por la Oferta Global de préstamos de partes relacionadas no consolidables y financiamientos bancarios. La Compañía actualmente muestra un exceso de pasivos a corto plazo sobre sus activos circulantes, esto es principalmente por préstamos con partes relacionadas no consolidables y la deuda a corto plazo. Como se menciona en las Notas 6 y 21, la Compañía tenía \$1,213,000 en líneas de crédito disponibles con los bancos.

23.9.1. Tablas de riesgo de interés y riesgo de liquidez

Las siguientes tablas detallan los vencimientos contractuales remanentes de los pasivos financieros no derivados de la Compañía con períodos de reembolso acordados. Las tablas se han elaborado a partir de los flujos de efectivo no descontados de dichos pasivos financieros,

con base en su exigibilidad, que es la fecha más temprana en la que la Compañía puede ser requerida a pagar. Las tablas incluyen flujos de efectivo de principales.

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre 2021						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 399,000	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 399,000
Tasa de interés variable de préstamo bancario (BNS)		608,000	—	—	—	\$ 608,000
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	11,248	33,748	56,248	311,678	\$ 412,922
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	26,319	78,969	131,619	1,053,826	1,290,733
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.75	38,000	76,000	76,000	1,731,000	1,921,000
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Nota 22)	6.30	12,803	187,864	—	—	200,667
Tasa de interés variable de préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	55,072	75,084	50,888	—	181,044
Contrato de crédito con Multilaterales	1.78	24,976	68,911	122,860	434,622	651,369
Pasivo por arrendamientos		3,379	5,754	3,301	56,903	69,337
		<u>\$1,178,797</u>	<u>\$ 526,330</u>	<u>\$ 440,916</u>	<u>\$3,588,029</u>	<u>\$5,734,072</u>
31 de diciembre 2020						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 392,000	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 392,000
Tasa de interés variable de préstamo bancario (BNS)		280,000	—	—	—	\$ 280,000
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Scotiabank)		100,000	—	—	—	\$ 100,000
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)		11,250	33,750	56,250	322,928	424,178

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)		26,325	78,975	131,625	1,080,151	1,317,076
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 22.)		12,803	209,462	—	—	222,265
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)		51,206	101,702	82,355	343,906	579,169
Crédito multilateral		13,768	48,643	104,615	492,435	659,461
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)		54,495	107,263	46,009	27,770	235,537
Pasivo por arrendamientos		2,812	5,703	4,832	75,544	88,891
		<u>\$ 944,659</u>	<u>\$ 585,498</u>	<u>\$ 425,686</u>	<u>\$2,342,734</u>	<u>\$4,298,577</u>
<i>31 de diciembre 2019</i>						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$1,174,068	\$ —	\$ —	\$ —	\$1,174,068
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	11,250	33,750	56,250	334,178	435,428
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	26,325	78,975	131,625	1,146,476	1,383,401
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 22.)	6.30	12,838	38,446	199,769	—	251,053
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	6.49	51,218	81,591	143,419	462,329	738,557
Crédito multilateral	1.78	356	7,415	30,298	173,016	211,085
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	41,186	27,607	226,110	—	294,903
Tasa variable de la deuda a largo plazo Trina)	6.07	585	1,756	2,927	12,946	18,214
Pasivo por arrendamientos		1,197	3,501	3,800	95,944	104,442
		<u>\$1,319,023</u>	<u>\$ 273,041</u>	<u>\$ 794,198</u>	<u>\$2,224,889</u>	<u>\$4,611,151</u>

La Compañía puede decidir discrecionalmente realizar pagos anticipados de los préstamos de partes relacionadas.

La siguiente tabla detalla el análisis de la liquidez de la Compañía para sus instrumentos financieros derivados. La tabla se ha elaborado a partir de los flujos de efectivo netos contractuales no descontados por instrumentos derivados que se liquidan sobre una base neta. Cuando el importe por pagar o por cobrar no es fijo, el importe a revelar es determinado con referencia a las tasas de interés o los precios futuros de las materias primas obtenidos mediante curvas proyectadas al final del período de reporte.

	<u>Menos de 1 año</u>	<u>1-2 años</u>	<u>3-5 años</u>	<u>5+ años</u>	<u>Total</u>
31 de diciembre 2021					
Importes netos:					
- Swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ (7,375)	\$ (131,711)	\$ 436	\$ 5,035	\$ (133,615)
	<u>\$ (7,375)</u>	<u>\$ (131,711)</u>	<u>\$ 436</u>	<u>\$ 5,035</u>	<u>\$ (133,615)</u>
31 de diciembre 2020					
Importes netos:					
- Swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ (8,264)	\$ (141,806)	\$ (7,805)	\$ (3,659)	\$ (161,534)
	<u>\$ (8,264)</u>	<u>\$ (141,806)</u>	<u>\$ (7,805)</u>	<u>\$ (3,659)</u>	<u>\$ (161,534)</u>
31 de diciembre 2019					
Importes netos:					
- Swap tipo de cambio y tasa de interés	\$ (33,429)	\$ (30,421)	\$ (152,585)	\$ (33,621)	\$ (250,056)
	<u>\$ (33,429)</u>	<u>\$ (30,421)</u>	<u>\$ (152,585)</u>	<u>\$ (33,621)</u>	<u>\$ (250,056)</u>

23.10. Administración del riesgo de capital

La Compañía espera que los flujos de efectivo de sus operaciones puedan financiar en una parte substancial sus gastos futuros de capital y dividendos.

La Compañía está sujeta a requerimientos externos de capital para sus subsidiarias reguladas en el segmento de gas. De acuerdo con las regulaciones de las subsidiarias es necesario, por requerimiento de ley, incluir en sus estatutos la obligación de mantener un capital mínimo fijo sin derecho a retiro, equivalente al 10 por ciento de su inversión.

Adicionalmente, la Compañía tiene un compromiso con el regulador mexicano relacionado con las contribuciones de capital basado en el capital invertido para sus proyectos. Al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

23.11. FV de instrumentos financieros

23.11.1. FV de los instrumentos financieros a costo amortizado

Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la Administración considera que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los Estados Financieros Consolidados se aproximan a sus valores razonables.

	Por los años terminados el					
	12/31/21		12/31/20		12/31/19	
	Valor en libros	FV	Valor en libros	FV	Valor en libros	FV
Activos financieros						
<i>Arrendamiento financiero por cobrar</i>	985,535	1,402,000	940,608	1,362,000	932,624	1,308,000
<i>Préstamos a partes relacionados no consolidables</i>	710,785	710,740	818,159	849,002	781,003	823,757
Pasivos financieros						
<i>Pasivos financieros a costo amortizado:</i>						
- <i>Deuda a largo plazo (cotizados en la bolsa de valores)</i>	1,773,733	1,849,588	1,776,967	2,000,569	1,016,697	1,010,330
- <i>Deuda bancaria a largo plazo</i>	629,964	550,198	1,061,744	672,983	790,444	756,411
- <i>Préstamos de partes relacionadas no consolidables (largo plazo)</i>	287,126	266,651	272,857	282,109	233,597	228,578
<i>Préstamos asociada (largo plazo)</i>	—	—	—	—	11,190	10,848

23.11.2. Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de medir el FV

Los FV de los activos y pasivos financieros se determinan como sigue:

- i. El FV de los arrendamientos financieros por cobrar se determina calculando el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, incluyendo el período de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de retorno en las inversiones de capital de la Compañía. (Nivel 3).
- ii. La Compañía determina el FV de su deuda a largo plazo con precios de mercados reconocidos. (Nivel 1).
- iii. Para los pasivos financieros, otras deudas a largo plazo y cuentas por cobrar y por pagar a afiliadas no consolidables, la Compañía determina el FV de sus pasivos financieros a costo amortizado determinando su valor presente al final de cada período. La tasa de interés libre de riesgo utilizada para descontar a valor presente es ajustada para reflejar el riesgo de crédito propio de la Compañía. (Nivel 2).
- iv. El FV de los derivados y otras posiciones derivadas, las cuales incluyen swaps de tasa de interés, son determinados utilizando supuestos que consideran los participantes en el mercado al valor dichos instrumentos. Los supuestos que harían los participantes en el mercado incluyen aquellos relacionados con los riesgos, y los riesgos inherentes de los datos de entrada (inputs) en la técnica de valuación. Estos inputs pueden ser fácilmente observables, corroborados en el mercado o generalmente no observables. (Nivel 2).

Los supuestos significativos utilizados por la Compañía para determinar el FV de los siguientes activos y pasivos financieros se describen a continuación.

23.11.3. Mediciones de FV reconocidas en los Estados Consolidados de Posición Financiera

La Compañía aplica recurrentemente mediciones de FV para ciertos activos y pasivos. “FV” se define en el párrafo de la Nota 2.2.b.

Una medición a FV refleja los supuestos que participantes del mercado utilizarán en asignar un precio a un activo o pasivo basado en la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen los riesgos inherentes en una técnica particular de valuación (como el modelo de valuación) y los riesgos inherentes a los inputs del modelo. Adicionalmente la administración considera la posición crediticia de la Compañía cuando mide el FV de sus pasivos.

La Compañía establece un nivel jerárquico de designación de los inputs utilizados para medir el FV. La jerarquía otorga la prioridad más alta a precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (Nivel 1) y la prioridad más baja a inputs no observables (Nivel 3).

Los tres niveles de la jerarquía del valor son los siguientes:

- Nivel 1 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de reporte; los mercados activos son transacciones de activos y de pasivos ocurridos frecuentemente y tienen un volumen que prevé información de precios sobre bases actuales.
- Nivel 2 mediciones del FV son aquellas derivadas de las entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o pasivo a la fecha de presentación de informes, ya sea directa (ejemplo: precios) o indirectamente (ejemplo: diferentes a precios); y
- Nivel 3 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de las técnicas de valuación que incluyen los inputs para los activos o pasivos, que no se basan en información observable del mercado indicadores no observables.

Los activos y pasivos de la Compañía que fueron registrados a FV sobre una base recurrente se mencionan en la siguiente tabla y fueron clasificados como Nivel 1 y 2 en la jerarquía del FV:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
<i>Activos financieros a FV a través de resultados</i>			
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)*	\$ 16,955	\$ 218,483	\$ 35,742
Activos financieros derivados (Nivel 2)	8,049	1,402	17,241
<i>Pasivos financieros a FV a través de resultados</i>			
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	141,974	185,035	155,931

La Compañía no mantiene activos o pasivos financieros clasificados como Nivel 3 y no ha habido transferencias entre el Nivel 1 y 2 durante los periodos reportados.

* Las inversiones en valores incluyen efectivo restringido a corto plazo por \$16,747, \$21,655, y \$30,844 al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

23.11.4. Instrumentos de cobertura

El impacto de los instrumentos de cobertura en los Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 se muestran a continuación:

	Por el año terminado el		
	31/12/21		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la ineffectividad
Dólares			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 462,396	\$ (2,475)	\$ 39,451
Moneda extranjera	106,022	452	10,814
Pesos			
Swap de tipo de cambio	3,900,000	(130,979)	(3,474)
	Por el año terminado el		
	31/12/20		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la ineffectividad
Dólares			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 636,170	\$ (41,926)	\$ (26,045)
Moneda extranjera	140,501	(10,362)	(4,376)
Pesos			
Swap de tipo de cambio	3,900,000	(127,505)	(5,517)
	Por el año terminado el		
	31/12/19		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la ineffectividad
Dólares			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 595,039	\$ (15,881)	\$ (8,790)
Moneda extranjera	\$ 122,747	\$ (5,986)	\$ (7,835)
Pesos			
Moneda extranjera y tasa de interés	3,900,000	(121,988)	18,509

23.11.5. Commodities y otras posiciones derivadas

La Compañía celebra contratos de instrumentos financieros derivados para cubrir la volatilidad de su impacto fiscal los ingresos atribuibles a la fluctuación del peso con respecto al dólar. Ciertos activos y pasivos monetarios de la Compañía están expresados en dólares (moneda funcional); sin embargo, ellos se vuelven a medir en pesos durante todo el año a efectos fiscales mexicanas. La medición de estos activos y pasivos da lugar a pérdidas y ganancias cambiarias para efectos fiscales y el impacto de las obligaciones fiscales en México.

La Compañía reconoce los cambios en el FV y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los Estados Consolidados de Resultados.

24. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR. La tasa sobre el impuesto corriente es del 30 por ciento.

24.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en el Estado Consolidado de Resultados

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Impuesto causado:			
ISR	\$ (186,915)	\$ (109,822)	\$ (139,677)
	<u>(186,915)</u>	<u>(109,822)</u>	<u>(139,677)</u>
Impuesto diferido:			
Impuesto diferido del ejercicio	<u>82,341</u>	<u>(36,114)</u>	<u>7,119</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ (104,574)</u>	<u>\$ (145,936)</u>	<u>\$ (132,558)</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	\$ 353,394	\$ 449,170	\$ 560,474
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(106,018)	(134,751)	(168,142)
Gastos no deducibles	(5,766)	(5,752)	(2,369)
Efectos de fluctuación cambiaria	26,442	36,291	(35,830)
Efectos de ajuste por inflación	(64,535)	(28,028)	(19,169)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	(290)	(338)	(3,157)
Ingresos no acumulables	1,792	1,001	—
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo, neto y pérdidas fiscales	56,812	(27,166)	77,499
Estímulos Fiscales (iv)	(5,868)	23,302	24,108
Otros	<u>(7,143)</u>	<u>(10,495)</u>	<u>(5,498)</u>
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	<u>\$ (104,574)</u>	<u>\$ (145,936)</u>	<u>\$ (132,558)</u>

El cambio en la tasa efectiva de impuestos a la utilidad se debió principalmente a los siguientes factores:

- El efecto de variaciones en el tipo de cambio sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo de la Compañía que son valuadas en pesos para fines de impuestos, mientras que se mantienen en dólares estadounidenses (moneda funcional) para propósitos de reporte de información financiera. Además, la Ley de ISR en México considera los efectos de la inflación sobre dichas bases fiscales
- El efecto inflacionario de ciertos activos y pasivos monetarios.
- La utilidad o pérdida en moneda extranjera se calcula sobre los saldos en pesos para propósitos de reporte de información financiera, mientras que la Ley del Impuesto Sobre la Renta (“ISR”) en

México reconoce dicha utilidad o pérdida en relación a los saldos para cualquier moneda que no sea el peso mexicano (dólares estadounidenses en este caso).

- iv. El efecto de estímulos fiscales aplicable a ciertos contribuyentes que residen en la frontera norte de conformidad con el decreto emitido el 28 de diciembre de 2018 y modificado el 30 de diciembre de 2020.
- v. La legislación tributaria en México ha sufrido diversas modificaciones por lo que no hay garantía de que el régimen legal, incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, en materia fiscal no sufra modificaciones en el futuro. Dentro de los cambios y consideraciones tenemos los siguientes:
 - a. El 8 de diciembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto al Valor Agregado y del Código Fiscal de la Federación (la "Reforma Tributaria") misma que entró en vigor el 1 de enero de 2021. Dentro de los principales cambios se encuentran los siguientes:
 - i. **ISR**
 - Se realizan varias modificaciones al régimen aplicable a donatarias autorizadas, entre ellas que diversas entidades que tributan bajo el régimen de personas morales con fines no lucrativos deban contar con una autorización para recibir donativos deducibles.
 - Se modifican las tasas de retención aplicables a personas físicas que obtengan ingresos a través de plataformas tecnológicas. Asimismo se homologa la sanción prevista en la Ley del Impuesto al Valor Agregado en caso de incumplimiento de las obligaciones de retener y enterar el impuesto sobre la renta.
 - ii. **IVA**
 - Se establece como sanción a las plataformas tecnológicas del extranjero que cuando incurran en omisiones fiscales graves se pueda llevar a cabo el bloqueo de acceso a internet de sus servicios.
 - iii. **Código de impuestos federales.**
 - Con respecto a la regla general antiabuso incluida en el artículo 5-A del Código Fiscal de la Federación, se aclara que la resolución que derive de la aplicación de dicho artículo deberá limitarse a la determinación de un crédito fiscal derivado de la reclasificación de operaciones desde el punto de vista fiscal, sin que ello implique que en dicha resolución se determinen consecuencias penales a los contribuyentes.
 - Se agregan nuevos supuestos por los que los certificados emitidos por el Servicio de Administración Tributaria ("SAT") serán cancelados de manera definitiva, por ejemplo, cuando las autoridades fiscales detecten que el contribuyente emisor de comprobantes fiscales digitales no desvirtuó la presunción de inexistencia de las operaciones amparadas en dichos comprobantes y, por lo tanto, se encuentra definitivamente en dicha situación en los términos del cuarto párrafo del artículo 69-B del Código Fiscal de la Federación.
 - No se tendrán por presentadas las solicitudes de devolución cuando el contribuyente, o bien, el domicilio manifestado por éste, se encuentren como no localizados ante el Registro Federal de Contribuyentes. Se extiende de diez a veinte días hábiles el plazo con el que cuentan las autoridades para notificar a los contribuyentes respecto de la resolución.
 - Se aprobó establecer dentro de los supuestos que conforma a la contabilidad que el contribuyente deberá conservar por todo el tiempo en el que subsista la sociedad o contrato de que se trate, la información y documentación necesaria para implementar los acuerdos alcanzados como resultado de los procedimientos de resolución de controversias contenidos en los tratados para evitar la doble imposición.

- Asimismo, para soportar la información contenida en actas de asamblea en las que se haga constar el aumento de capital social, se establece que se deberá contar adicionalmente con la información y documentación soporte de dicho aumento, como estados de cuenta bancarios, avalúos realizados, actas donde consten reservas de capital o dividendos decretados, así como los registros contables correspondientes.
 - Tratándose de la capitalización de pasivos, adicionalmente se aprobó que se deberán conservar las actas de asamblea en las que consten dichos actos, así como los documentos que certifiquen la existencia contable y el valor del pasivo, documentos que deberán reunir los requisitos que para tales efectos emita el SAT mediante reglas de carácter general.
 - Únicamente se podrá solicitar la adopción de un acuerdo conclusivo desde que inicien las facultades de comprobación y hasta dentro de los veinte días siguientes a aquel en que se haya levantado el acta final, notificado el oficio de observaciones o la resolución provisional, según sea el caso.
- b.** El 31 de diciembre de 2018, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto de estímulos fiscales para la Región Fronteriza Norte (el Decreto), el cual entró en vigor a partir del 1 de enero de 2019 mismo que tenía una vigencia original de dos años, 2019 y 2020. Sin embargo, se extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024 a través del Decreto por el que se modifica el diverso de estímulos fiscales región fronteriza norte publicado en el Diario Oficial de la Federación el pasado 30 de diciembre de 2020.

El Decreto tiene como finalidad fortalecer la economía en la frontera norte del país, estimular e incentivar la inversión, fomentar la productividad y contribuir a la creación de fuentes de empleo. Dicho Decreto establece estímulos fiscales en ISR e IVA, aplicables a quienes tengan su domicilio fiscal, sucursales o establecimientos en la región fronteriza norte. Los estímulos consisten en lo siguiente:

- i. Un crédito fiscal por el equivalente a la tercera parte del ISR del ejercicio o de los pagos provisionales relacionado con los ingresos obtenidos en la región, excepto los que deriven de bienes intangibles y el comercio digital.
- ii. Una reducción del 50 por ciento del IVA por la enajenación de bienes, prestación de servicios y uso o goce temporal de bienes entregados materialmente o servicios prestados en la región, excepto venta de inmuebles e intangibles y el suministro de contenidos digitales.

La Compañía realizó la evaluación del impacto contable y fiscal de la Reforma fiscal 2020 en su información financiera y concluyó, con base en los hechos y circunstancias a la fecha de la autorización de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020, que no se tuvieron impactos significativos a dicha fecha. No obstante, la administración evaluará posteriormente los hechos y circunstancias que pudieran cambiar en el futuro, especialmente por las reglas particulares que emitirán las autoridades fiscales o la interpretación e éstas últimas sobre la aplicación de la Reforma.

- c.** El 12 de noviembre de 2020, el Ejecutivo Federal presentó una iniciativa de Ley ante el Congreso de la Unión que contiene diversas reformas a la Ley Federal del Trabajo (“LFT”), Ley del Seguro Social (“LSS”), Ley del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (“LINFONAVIT”), Código Fiscal de la Federación (“CFF”), Ley del Impuesto sobre la Renta (“LISR”) y a la Ley del Impuesto al Valor Agregado (“LIVA”), con el objetivo de regular el régimen de subcontratación de personal laboral (“outsourcing”) en nuestro país.

La iniciativa fue aprobada el 13 de abril por la Cámara de Diputados y el 20 de abril por la Cámara de Senadores.

De manera general, la iniciativa consiste en lo siguiente:

- i. Los esquemas de subcontratación laboral quedan prohibidos por ley.
- ii. Como única excepción, se establece que la prestación de servicios especializados o la ejecución de obras especializadas, que no formen parte del objeto social ni de la actividad económica de la beneficiaria de los servicios, no se considerará subcontratación de personal.
- iii. El contratista deberá registrarse en el padrón público de servicios especializados obtener una autorización de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social para operar como prestador de los servicios especializados
- iv. Se establecen sanciones económicas a los patrones que se beneficien de la subcontratación e incumplan con las ley.
- v. Para efectos fiscales, se establece de manera general que no podrán tener efectos fiscales los comprobantes fiscales que se hayan expedido expidan con motivo de la subcontratación de personal
- vi. Los contratantes de los servicios especializados referidos serán responsables solidarios respecto de las contribuciones a cargo del contratista
- vii. Se propone establecer como calificativa de la comisión del delito de defraudación fiscal y sus equiparables, la utilización de esquemas simulados de prestación de servicios especializados o la ejecución de obras especializadas, así como la realización de la subcontratación de personal.
- viii. El monto de la participación de los trabajadores en las utilidades ("PTU") que es pagada a los trabajadores, tendrá como límite máximo tres meses del salario del trabajador o el promedio de la participación recibida en los últimos tres años; se aplicará el monto que resulte más favorable al trabajador.
- ix. La reforma fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de mayo de 2021 y entro en vigor el 1 de agosto de 2021.

Al 31 de diciembre 2021, los impactos de la Ley de Reforma Laboral en los Estados Financieros Consolidados se consideran inmatrimoniales, ya que los empleados, antes y después de que la Reforma Laboral entró en vigor, son sustancialmente los mismos en términos de número y costos incurridos, incluidos los pasivos por beneficios a los empleados.

24.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en ORI

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Partida que no será reclasificada a resultados:			
Impuesto relacionado con las ganancias actuariales en planes de beneficio definidos	402	(295)	(287)
Partida que puede ser reclasificada posteriormente a resultados:			
Impuesto en valuación de instrumentos de cobertura	9,997	(3,107)	(2,020)
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en ORI	<u>\$ 10,399</u>	<u>\$ (3,402)</u>	<u>\$ (2,307)</u>

24.3. Activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos

Los principales conceptos que originan el saldo activo (pasivo) de los impuestos a la utilidad diferidos presentados en los Estados Consolidados de Posición Financiera, son:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activo por impuestos a la utilidad diferidos:			
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 52,946	\$ 29,694	\$ 21,855
Gastos acumulados y provisiones	69,890	30,683	32,127
Efecto de la combinación de negocios IGM	10,981	1,846	1,257
Beneficios a los empleados	10,284	8,758	8,941
Inventarios	8,134	5,140	4,941
Pérdida crediticia esperada	1,287	93	127
Activo diferido por emisión de acciones del IPO y oferta global	16,433	16,570	17,851
Activo diferido por instrumentos financieros mantenidos con fines de cobertura	3,322	12,184	8,644
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	173,277	104,968	95,743
Efecto de desconsolidación (a)	(48,310)	(4,318)	(5,845)
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 124,967	\$ 100,650	\$ 89,898
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Propiedad, planta y equipo	\$ (225,202)	\$ (216,346)	\$ (192,394)
Arrendamientos financieros	(297,645)	(282,467)	(279,605)
Efecto del valor presente de los activos e intangibles de Ventika	(77,603)	(76,716)	(79,867)
Gastos pagados por anticipado	(6,459)	(2,576)	(6,181)
Otros	(2,039)	(20,073)	(1,708)
Activos por derecho de uso	(12,160)	(10,369)	(12,047)
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	(621,108)	(608,547)	(571,802)
Efecto de desconsolidación (a)	48,310	4,318	5,845
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (572,798)	\$ (604,229)	\$ (565,957)

a. Los efectos de desconsolidación fiscal en el impuesto diferido son presentados para reflejar que la Compañía ya no cuenta con el derecho de compensar los impuestos de las subsidiarias, por lo cual, éstos son presentados de forma separada en el Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019.

i. Al 31 de diciembre 2021, la Compañía no reconoció un activo por impuestos diferidos por la cantidad de \$24,100 generados por las diferencias entre el valor en libros y el valor fiscal de TDM. La Compañía considera que no hay suficientes ganancias gravables disponibles para reconocer la totalidad o parte del activo por impuestos diferidos.

24.4. *Impuestos a la utilidad diferidos en los Estados Consolidados de Posición Financiera*

El siguiente es el análisis de los activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos que se incluyen en los Estados Consolidados de Posición Financiera:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activos	\$ 124,967	\$ 100,650	\$ 89,898
Pasivos	\$ (572,798)	\$ (604,229)	\$ (565,957)
	<u>\$ (447,831)</u>	<u>\$ (503,579)</u>	<u>\$ (476,059)</u>

Los beneficios de las pérdidas fiscales actualizadas pendientes de amortizar y el IMPAC por recuperar por los que ya se ha reconocido (en su caso, parcialmente) el activo por ISR diferido y un crédito fiscal, respectivamente, pueden recuperarse cumpliendo con ciertos requisitos. Los años de vencimiento y sus montos actualizados al 31 de diciembre de 2021, son:

Año de vencimiento	Pérdidas fiscales	IMPAC
	amortizables	recuperable
2022	\$ —	\$ 89
2023	—	89
2024	—	89
2025	1,321	89
2026	30,800	89
2027	2,323	89
2028	15,628	90
2029	16,893	90
2030	51,867	90
2031	57,656	90
	<u>\$ 176,488</u>	<u>\$ 894</u>

En la determinación del ISR diferido según lo descrito anteriormente, se incluyeron los efectos de pérdidas fiscales por amortizar e IMPAC pagado por recuperar por \$176,488 y \$894, respectivamente.

24.5. *Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar*

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
<i>Impuestos a la utilidad por recuperar:</i>			
ISR por recuperar	<u>\$ 53,680</u>	<u>\$ 69,596</u>	<u>\$ 22,061</u>
<i>Impuestos a la utilidad por pagar:</i>			
ISR por pagar	<u>\$ (99,462)</u>	<u>\$ (28,860)</u>	<u>\$ (62,699)</u>

25. Capital contable

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Capital social	\$ 743,501	\$ 743,501	\$ 955,239
Prima en emisión de acciones	2,320,677	2,320,385	2,342,883
	<u>\$ 3,064,178</u>	<u>\$ 3,063,886</u>	<u>\$ 3,298,122</u>

25.1. Constitución de fondo de compra de acciones propias

Durante la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía que ocurrió el 14 de junio de 2018, se aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo de hasta \$250,000. Este fondo de recompras fue restablecido en la Asamblea General de Accionistas del 30 de abril de 2020 por un monto de \$500,000.

Al 21 de octubre de 2020, 6 de agosto de 2019 y al 31 de diciembre 2018, la Compañía recompró 77,122,780, 4,620,000 y 2,000,000 acciones por un total de \$231,000, \$16,900 y \$7,200, respectivamente. Al 31 de diciembre 2021 la Compañía ha cancelado las acciones en tesorería.

Accionistas de la Compañía	Numero de Acciones	Por el año que término el 31 de diciembre de 2021 (Pesos Mexicanos)			Total de Acciones en dólares
		Acciones Fijas	Acciones Variables	Total	
Semco Holdco S. de R.L de C.V. ("SEMCO")	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 521,700
Sempre Energy	432,029,739	—	4,320,297,390	4,320,297,390	221,180
Público Inversionista	1,212,981	—	12,129,810	12,129,810	621
	<u>1,452,281,032</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 14,522,760,320</u>	<u>\$ 14,522,810,320</u>	<u>\$ 743,501</u>

Al 31 de diciembre de 2020 la Compañía ha cancelado las acciones en tesorería.

Accionistas de la Compañía	Numero de Acciones	Por el año que término el 31 de diciembre de 2020 (Pesos Mexicanos)			Total de Acciones en dólares
		Acciones Fijas	Acciones Variables	Total	
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 520,976
Público Inversionista	433,242,720	—	4,332,427,200	4,332,427,200	222,525
	<u>1,452,281,032</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 14,522,760,320</u>	<u>\$ 14,522,810,320</u>	<u>\$ 743,501</u>

Accionistas de la Compañía	Numero de Acciones	Por el año que término el 31 de diciembre de 2019 (Pesos Mexicanos)			Total de Acciones en dólares
		Acciones Fijas	Acciones Variables	Total	
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 751,825
Público Inversionista	510,365,500	—	5,103,655,000	5,103,655,000	203,414
	<u>1,529,403,812</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 15,293,988,120</u>	<u>\$ 15,294,038,120</u>	<u>\$ 955,239</u>

El 26 de abril de 2021, la Compañía informó que Sempra ha iniciado una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova que no son propiedad directa o indirectamente de Sempra, las cuales representan el 29.8% del total de las acciones en circulación representativas del capital social de IEnova (las "Acciones Públicas de IEnova") a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra a un factor de

intercambio de 0.0323 acciones comunes de Sempra por cada Acción Pública de IEnova. (Ver Nota 1.2.21.).

En agosto de 2021, Sempra realizó una segunda oferta pública para adquirir 52,227,526 acciones emitidas y en circulación de IEnova que no se encuentran directamente o indirectamente en poder de Sempra, lo cual representa el 3.6% de las acciones de IEnova, a cambio de Ps.78.97 (setenta y ocho pesos mexicanos con 97/100) por cada una de las acciones. (Ver Nota 1.2.21.).

26. Dividendos decretados

Durante el 2021 y 2020 la compañía no declaró dividendos.

Durante 2019, a través de Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 22 de octubre, se aprobó decreto de dividendos en efectivo, aplicado contra el saldo de CUFIN. Bajo la regulación mexicana los dividendos pagados provenientes de CUFIN no son sujetos a impuestos. El dividendo declarado y pagado fue de \$220,000.

El dividendo por acción al 31 de diciembre de 2019 fue de \$0.14.

27. Información por segmentos

27.1. Cambio en el reporte de segmentos

En febrero de 2020, IEnova aprobó un cambio en sus segmentos reportables, a partir del 1 de enero de 2020, para mejorar la visibilidad del rendimiento de cada negocio y permitir que el negocio responda a las necesidades de la administración de manera más efectiva. La Información por Segmentos incluye medidas no financieras en los Estados Consolidados de Resultados: la utilidad de operación y la Utilidad antes de Impuestos, Depreciación y Amortización ("UAIIDA") para fines del análisis de la Administración.

Criterios de Agregación:

IEnova agrupa sus segmentos de acuerdo a la naturaleza de las actividades de negocio, teniendo como principal punto de partida la interrelación de sus actividades en las operaciones del negocio como la principal característica económica relevante. Para llegar a la agregación de los segmentos operativos a reportarse consideró dentro de la evaluación la naturaleza de los productos o servicios, los procesos de operación, la categoría de los clientes de los productos y el marco regulatorio existente y de lo anterior concluyó que los segmentos reportables identificados por IEnova son los siguientes:

Gas:

El segmento de Gas incluye los activos que IEnova desarrolla, posee y opera o tiene participación en ductos de gas natural, GLP, un etanoducto, y las operaciones de transporte, distribución y venta de gas natural, en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Durango, Tamaulipas, Chiapas, San Luis Potosí, Tabasco, Veracruz, Nuevo León y Jalisco, México. Además, posee y opera una unidad de Gas Natural Licuado GNL en Baja California, México. El criterio de agregación en este segmento, incluyó el análisis específico de las actividades de distribución, venta de gas natural, las cuales no pueden ser desarrolladas sin en el sistema de ductos para transporte, por lo que la administración las considera la evaluación del desempeño de estas actividades en su conjunto.

En adición la operación de transporte y distribución de gas natural, etanoducto y GLP se encuentra regulada por la CRE, quien establece los lineamientos para la operación, así como tarifas máximas para cada servicio a ser cobradas a los clientes, y la autorización para la comercialización de gas natural en México.

Electricidad:

El segmento de Electricidad incluye tres tipos de tecnología: solar, eólica y de ciclo combinado en base a gas natural. Asimismo, participan en dos mercados, México y Estados Unidos. En todos los proyectos la naturaleza del producto es energía eléctrica, la cual es de característica única, independientemente de la tecnología con que se haya generado, y los mercados son de características similares en su operación, con ciertas diferencias regulatorias o contractuales, por ejemplo, por ser de índole de exportación. Como característica importante los clientes en el sector de electricidad son entidades que requieren consumos mínimos para realizar sus operaciones independientemente de la tecnología que las produzca.

La administración considera que el reportar el segmento de electricidad independientemente de su tecnología, tiene el beneficio de la compensación natural del portafolio por su diversificación de tecnología y clientes, sinergias de la administración y operación, normatividad similar de los sistemas eléctricos, entre otros.

Almacenamiento:

En este segmento se agrupa la terminal de GNL en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL. Adicionalmente, se incluye las operaciones de cuatro esferas de almacenamiento GLP en Jalisco, México. La Compañía posee, opera y tiene en desarrollo proyectos de terminales marinas y terrestres para la recepción, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales están o estarán ubicadas en Veracruz, Estado de México, Puebla, Baja California, Sinaloa, Colima y Jalisco, México. La agregación en este segmento se basa en la naturaleza y operación de los activos, las actividades también son incluidas en la ley de hidrocarburos y los clientes son Compañías autorizadas para comercializar dichos productos.

La operación de las terminales, tendrán sinergias importantes en las formas de operación, asignación de capacidad, procedimientos y protocolos de seguridad, así como similitudes en los contratos con los diferentes clientes (tarifas fijas por capacidad y variables), asegurando los retornos esperados de la inversión en dichos activos.

La siguiente información se proporciona para ayudar a los usuarios de los Estados Financieros Consolidados durante la transición a la nueva estructura de informes de segmento. El cambio no afecta las políticas contables ni la base de preparación de la información financiera.

La información del segmento operativo por los años terminados al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	2021				
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 1,203,418	\$ 233,828	\$ 399,300	\$ 4,927	\$ 1,841,473
Ingresos intercompañía	122,482	83,993	2,720	(209,195)	—
Ingresos	1,325,900	317,821	402,020	(204,268)	1,841,473
Costo de ingresos	(708,625)	(199)	(179,947)	208,940	(679,831)
Gastos de operación, administración y otros	(140,143)	(79,976)	(71,996)	(6,794)	(298,909)
UAIIDA	477,132	237,646	150,077	(2,122)	862,733
Depreciación y amortización	(80,539)	(62,188)	(70,695)	518	(212,904)
Deterioro de activos de larga duración	—	(108,776)	—	—	(108,776)
Utilidad de operación	396,593	66,682	79,382	(1,604)	541,053
Ingresos por intereses					53,606
Costos financieros					(212,760)
Otras pérdidas					(28,505)

Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	353,394
Gasto por impuesto a la utilidad	(104,574)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos	140,237
Utilidad del año	<u>\$ 389,057</u>

	2020				
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 805,377	\$ 159,963	\$ 289,816	\$ 6,145	\$ 1,261,301
Ingresos intercompañía	60,805	83,503	—	(144,308)	—
Ingresos	866,182	243,466	289,816	(138,163)	1,261,301
Costo de ingresos	(334,425)	(256)	(106,342)	143,122	(297,901)
Gastos de operación, administración y otros	(121,827)	(57,286)	(51,194)	(4,381)	(234,688)
UAIDA	409,930	185,924	132,280	578	728,712
Depreciación y amortización	(67,977)	(47,516)	(47,255)	776	(161,972)
Utilidad de operación	341,953	138,408	85,025	1,354	566,740
Ingresos por intereses					58,513
Costos financieros					(144,319)
Otras pérdidas					(31,764)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					449,170
Gasto por impuesto a la utilidad					(145,936)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					157,832
Utilidad del periodo					<u>\$ 461,066</u>

2019

	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 894,790	\$ 156,477	\$ 323,131	\$ 4,858	\$ 1,379,256
Ingresos intercompañía	89,618	83,703	—	(173,321)	—
Ingresos	984,408	240,180	323,131	(168,463)	1,379,256
Costo de ingresos	(434,529)	(198)	(128,327)	171,961	(391,093)
Gastos de operación, administración y otros	(124,494)	(51,408)	(37,847)	3,424	(210,325)
UAIIDA	425,385	188,574	156,957	6,922	777,838
Depreciación y amortización	(66,084)	(48,298)	(42,912)	1,495	(155,799)
Utilidad de operación	359,301	140,276	114,045	8,417	622,039
Ingresos por intereses					45,665
Costos financieros					(132,849)
Otras pérdidas					25,619
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					560,474
Gasto por impuesto a la utilidad					(132,558)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					\$ 39,769
Utilidad del periodo					<u>467,685</u>

Por los años terminados el

	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 6,459,963	\$ 6,068,403	\$ 5,795,587
Almacenamiento	2,719,667	2,500,692	2,126,634
Electricidad	2,183,771	1,864,801	1,720,286
Corporativo y eliminaciones	(475,361)	32,528	(90,001)
Total activos consolidados	<u>\$ 10,888,040</u>	<u>\$ 10,466,424</u>	<u>\$ 9,552,506</u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$ 2,237,101	\$ 2,166,265	\$ 2,087,468
Almacenamiento	1,243,232	1,053,231	776,212
Electricidad	1,553,848	1,320,363	1,193,539
Corporativo y eliminaciones	280,187	804,768	538,050
Total pasivos consolidados	<u>\$ 5,314,368</u>	<u>\$ 5,344,627</u>	<u>\$ 4,595,269</u>

27.2. Otra información por segmento

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gas	\$2,558,860	\$2,483,361	\$2,369,759	\$ (425,460)	\$ (352,628)	\$ (293,055)
Almacenamiento	2,266,070	2,199,294	1,892,969	(515,273)	(466,863)	(428,554)
Electricidad	1,906,277	1,525,337	1,402,750	(426,264)	(303,287)	(265,568)
Corporativo y eliminaciones	(30,335)	(27,244)	(31,160)	(12,006)	(9,458)	(9,179)
	<u>\$6,700,872</u>	<u>\$6,180,748</u>	<u>\$5,634,318</u>	<u>\$(1,379,003)</u>	<u>\$(1,132,236)</u>	<u>\$ (996,356)</u>

	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Gas	\$ 80,539	\$ 67,977	\$ 63,238	\$ 88,754	\$ 132,338	\$ 109,494
Almacenamiento	62,188	47,516	46,544	187,075	297,950	287,340
Electricidad	70,695	47,255	42,137	56,459	118,180	247,123
Corporativo y eliminaciones	(518)	(776)	3,880	342	6,165	20,127
	<u>\$ 212,904</u>	<u>\$ 161,972</u>	<u>\$ 155,799</u>	<u>\$ 332,630</u>	<u>\$ 554,633</u>	<u>\$ 664,084</u>

27.3. Ingresos externos por segmento y subsegmento

El siguiente es un análisis de los ingresos de la Compañía por sus principales tipos de productos y servicios:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
	(Nota 12)	(Nota 12)	(Nota 12)
Distribución	\$ 89,279	\$ 58,395	\$ 72,880
Transporte	457,848	424,100	440,339
Venta de gas natural	656,291	322,882	381,571
Almacenamiento	233,828	159,963	156,477
Electricidad	399,300	289,816	323,131
Corporativo y otros	4,927	6,145	4,858
	<u>\$ 1,841,473</u>	<u>\$ 1,261,301</u>	<u>\$ 1,379,256</u>

Venta de gas natural incluye otros ingresos operativos, IEnova Marketing recibió pagos de SLNGIH y SLNGI relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de \$69,939, \$94,200 y \$102,100 por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente los cuales se encuentran presentados dentro del rubro de ingresos en los Estados Consolidados de Resultados.

El 3 de agosto de 2018, como parte de la disolución de SLNGIH se ejecutó un acuerdo entre IEnova Marketing y SLNGIH, mediante el cual se transfirieron las obligaciones de indemnización de SLNGIH a SLNGI, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en inglés (“LNG SPA”) celebrado entre IEnova Marketing y SLNGI.

28. Ingresos

28.1. Distribución por tipo de ingresos

La siguiente tabla muestra la distribución por tipo de ingresos que se presentan en los Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019:

	Por el año terminado		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Ingresos de actividades ordinarias:			
Contratos con clientes	\$ 949,277	\$ 786,846	\$ 818,695
Arrendamiento	236,169	174,969	190,281
Derivados	230,345	76,350	81,721
Otros - Venta de gas natural	337,152	126,414	176,271
Otros Ingresos	88,530	96,722	112,288
Total ingresos	<u>\$ 1,841,473</u>	<u>\$ 1,261,301</u>	<u>\$ 1,379,256</u>

28.2. Desagregación de ingresos por contratos con clientes

A continuación se presenta un desglose de los ingresos de contratos con clientes por tipo de producto o servicio y momento de satisfacción de las obligaciones, por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019:

	Por el año terminado		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Generación de electricidad	\$ 400,830	\$ 286,794	\$ 311,193
Transporte de gas	267,101	252,933	266,337
Almacenamiento y regasificación	160,723	155,354	135,686
Distribución de gas natural	87,069	58,601	74,277
Servicios administrativos	33,554	33,163	31,202
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 949,277</u>	<u>\$ 786,845</u>	<u>\$ 818,695</u>
Satisfacción de obligaciones:			
A lo largo del tiempo (Ver 28.4)	<u>949,277</u>	<u>\$ 786,845</u>	<u>\$ 818,695</u>

Los ingresos por productos y servicios que se presentan en el cuadro anterior se obtienen de forma independiente de los contratos con cada uno de los clientes con posibles renovaciones de acuerdo a los términos contractuales.

28.3. Saldos de contratos de ingresos con clientes

Los ingresos provenientes de la prestación de servicios a los clientes antes del vencimiento del pago se registran como activos contractuales hasta que se satisfacen las restantes obligaciones de desempeño.

Cuando se reciben pagos antes de cumplir con las obligaciones de desempeño asociadas con los contratos con los clientes, dicho ingreso se difiere como pasivos contractuales y se amortización generalmente de forma lineal a las ganancias, durante la vigencia del contrato, a medida que se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los saldos de apertura y cierre de contratos de ingresos con clientes de los activos contractuales y pasivos contractuales de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019:

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de enero de 2021	\$ —	\$ (62,913)
Ingresos por obligación de desempeño satisfecha durante el periodo de reporte	—	47,197
Pagos por adelantado	—	(123,602)
Saldos al 31 de diciembre de 2021 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (139,318)</u>

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de enero de 2020	\$ —	\$ (15,765)
Pagos por adelantado	—	(47,148)
Saldos al 31 de diciembre de 2020 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (62,913)</u>

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de enero de 2019	\$ —	\$ (11,984)
Otros ajustes de ingresos diferidos	—	(3,781)
Saldos al 31 de diciembre de 2019 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (15,765)</u>

*Los pasivos por contrato se encuentran dentro del rubro Otros pasivos a largo plazo en los Estados Consolidados de Posición Financiera (Ver Nota 18).

a. Cuentas por cobrar de ingresos de contratos con clientes

La tabla a continuación muestra la composición de los saldos por cobrar asociados con los ingresos de contratos con clientes que se presentan en los Estados Consolidados de Posición Financiera.

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Cuentas por cobrar - comerciales, neto	\$ 83,874	\$ 98,753	\$ 59,330
Cuentas por cobrar - otras, netas	—	83,833	80,077
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	<u>\$ 2,193</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Total	<u>\$ 86,067</u>	<u>\$ 182,586</u>	<u>\$ 139,407</u>

28.4. Obligaciones de desempeño y políticas de reconocimiento de ingresos

Los ingresos de la Compañía por contratos con clientes están principalmente relacionados con la generación, transmisión y distribución de electricidad y transmisión, distribución y almacenamiento de gas natural a través de nuestros servicios públicos regulados. Así mismo, se proporciona otros servicios de midstream y otros relacionados con la energía renovable.

La Compañía considera las entregas y la transmisión de electricidad y gas natural, así como los servicios de almacenamiento de gas natural, como servicios continuos e integrados. Generalmente, los servicios de electricidad o gas natural son recibidos y consumidos por el cliente simultáneamente. Por lo que, la obligación de desempeño relacionada con estos servicios se satisface a lo largo del tiempo y representa una serie de servicios diferenciados que son sustancialmente los mismos y que tienen el

mismo patrón de transferencia a los clientes. Los servicios y entrega de energía se satisfacen a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe los beneficios provistos por la Compañía a través del periodo en el que el contrato se mantiene vigente.

Las condiciones de pago en los contratos con clientes varían. Por lo general, se tiene un derecho incondicional a los pagos de los clientes, que vencen una vez que se cumple la obligación de desempeño para el cliente.

Como tal, no se cuenta con activos contractuales materiales y pasivos contractuales en los Estados Consolidados de Posición Financiera. El plazo entre la facturación y el vencimiento no es significativo, por lo general entre 10 y 90 días. Por lo que, generalmente se reconoce los ingresos cuando el rendimiento del servicio básico prometido se proporciona a los clientes y se factura a los clientes en una cantidad que refleja la consideración a la que se tiene derecho a cambio de esos servicios.

Una descripción detallada de las principales características por tipo de producto o servicios se presenta a continuación:

a. *Ingresos por generación de energía eléctrica*

i. *Energía renovable*

La Compañía genera ingresos por energías renovables de Ventika, una instalación de generación de energía eólica adquirida en diciembre de 2016.

Estos ingresos se reconocen bajo PPA a largo plazo denominados en dólares mediante la venta de electricidad a medida que la energía se entrega en el punto de interconexión. Se factura a los clientes según el volumen de energía entregado a las tarifas establecidas de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato.

El cliente tendrá un período de tiempo contractual (comúnmente, hasta el último de (i) 10 días después de la emisión de la factura y (ii) el día 30 del mes calendario) para pagar el importe de la factura en su totalidad. En algunos contratos, si Ventika no proporciona al cliente el mínimo de producción acordado durante un año de operación, debe pagar al cliente una multa en un monto calculado como la diferencia de (i) lo que el cliente tuvo que pagar al CFE para obtener esa energía en el mercado y (ii) la cantidad que el cliente hubiera pagado a Ventika para comprar la energía mínima al precio del contrato. La Compañía determinó que el precio de la transacción no contiene un componente de financiamiento significativo.

Pima Solar. En marzo de 2017, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 20 años con DeAcero para suministrarle energía, certificados de energía limpia y potencia generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora, México.

El 1 de abril de 2019, la gerencia declaró el término de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Pima Solar.

La Rumorosa Solar y Proyecto Tepezalá Solar. El 28 de septiembre de 2016, la Compañía, resultó ganadora de dos proyectos solares licitados por el CENACE, ubicados en Baja California y Aguascalientes, México, respectivamente. Tepezalá Solar se desarrollará en conjunto con Trina Solar, quien tiene el 10 por ciento de la participación en este proyecto.

El 1 de junio de 2019, la gerencia declaró el término de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Rumorosa Solar. El 6 de octubre de 2019, la gerencia declaró el término de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Tepezalá Solar.

La Compañía firmó un contrato con varias subsidiarias de Liverpool, por un plazo de 15 años. La energía eléctrica, es generada en una planta de energía solar que se localiza en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México.

El 1 de diciembre de 2020, la gerencia declaró el termino de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Don Diego Solar.

Estos ingresos se reconocen bajo PPA a largo plazo mediante la venta de electricidad a medida que la energía se entrega en el punto de interconexión. Se factura a los clientes según el volumen de energía entregado a las tarifas establecidas de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato.

ii. Energía eléctrica mediante ciclo combinado

TDM, una planta de generación de energía eléctrica de ciclo combinado a base de gas natural. TDM suministra la energía eléctrica generada directamente a la red eléctrica del Operador del Sistema Independiente del Estado de California en Estados Unidos (“CAISO”, por sus siglas en inglés) en la frontera con México y SGPM proporciona servicios de comercialización, programación y suministro a TDM.

Estos ingresos se reconocen bajo contrato mediante la venta de electricidad a medida que la energía generada mediante la red eléctrica. Se factura según el volumen de energía liberada. La venta de energía a CAISO no esta sujeta a la compensación y facturación en el día del mercado en tiempo real. Todas las transacciones son liquidadas en el lugar relevante de los precios marginales . El precio del contrato es una mezcla de componentes fijos y variables basado en el precio y capacidad contratada.

b. Ingresos por transporte de gas

Los servicios de transporte se proporcionan a través de acuerdos a largo plazo basados en una tarifa establecida al inicio del contrato y la Compañía está obligada a transportar y entregar gas natural y otros productos al cliente desde el punto de recepción hasta el punto de entrega, sujeto a un mínimo/ máximo.

La tarifa de uso variable depende del volumen entregado. El precio de venta independiente se establece al inicio de cada contrato y según el acuerdo, podría basarse en una tarifa regulada o una tarifa convencional.

c. Ingresos por servicios de almacenamiento y regasificación

El gas natural siempre permanece como propiedad de los clientes del servicio de almacenamiento, quienes pagan una tarifa global, que incluye dos componentes:

- i. Una tarifa fija, que reserva el derecho a almacenar gas natural en las instalaciones de la Compañía.
- ii. Una tarifa por unidad, para los volúmenes inyectados o retirados del almacenamiento.

El componente de tarifa fija de la tasa global se reconoce como ingresos en el período en que se presta el servicio. El cargo por unidad se reconoce como ingreso cuando los volúmenes se inyectan o se retiran de las instalaciones de almacenamiento.

d. Ingresos por servicios administrativos

Los ingresos de los servicios prestados bajo los acuerdos de administración de energía eléctrica generalmente se obtienen a medida que los servicios se prestan y se reconocen a lo largo del tiempo a medida que los clientes reciben y consumen los beneficios de dichos servicios. A los clientes se les factura por los servicios con base a una tarifa anual fija y los pagos generalmente tienen un vencimiento de un mes. Ciertos acuerdos permiten el

reembolso de gastos cuando la Compañía actúa como agentes de los afiliados, tal es el caso en la gestión de facturación y arrendamiento de personal de otros afiliados. En tales casos, registramos los ingresos netos de los gastos relacionados incurridos.

e. Distribución de gas natural

Los ingresos se generan a través de los cargos por el servicio de distribución facturados mensualmente a sus clientes. El precio de compra del gas natural para la Compañía se basa en los índices de precios internacionales y se traslada directamente a los clientes. Los cargos por el servicio de distribución del sistema ECO están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. La estructura de tarifas actual del gas natural minimiza el riesgo de mercado al que está expuesta la Compañía, ya que las tarifas se ajustan regularmente con base en la inflación y la fluctuación en los tipos de cambio. Los ajustes en razón de la inflación toman en consideración los componentes del costo incurridos tanto en México como en los Estados Unidos, de manera que los costos incurridos en este último país puedan incluirse en las tarifas finales.

28.5. *Precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño pendientes*

<u>Obligaciones de desempeño pendientes</u>	<u>En millones</u>	
2022	\$	364
2023		363
2024		361
2025		358
2026		357
En adelante		4,227
Total de Ingresos por reconocer	<u>\$</u>	<u>6,030</u>

No se revela información sobre obligaciones de desempeño restantes para (a) contratos con una duración esperada original de un año o menos, (b) ingresos reconocidos por el monto por el que se tiene derecho a facturar por servicios prestados, y (c) consideración variable asignada a obligaciones de desempeño completamente insatisfechas.

28.6. *Activos reconocidos procedentes de los costos para obtener o cumplir un contrato con un cliente*

La Compañía no reconoció activos procedentes de los costos para obtener o cumplir un contrato con clientes al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019.

29. Ingresos por intereses

	<u>Por los años terminados el</u>		
	<u>31/12/21</u>	<u>31/12/20</u>	<u>31/12/19</u>
Ingresos por intereses:			
Partes relacionadas no consolidadas	\$ 47,421	\$ 56,050	\$ 41,766
Inversiones bancarias	6,185	2,463	3,899
	<u>\$ 53,606</u>	<u>\$ 58,513</u>	<u>\$ 45,665</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	\$ 47,421	\$ 56,050	\$ 41,766
Inversiones mantenidas al vencimiento	6,185	2,463	3,899
	<u>\$ 53,606</u>	<u>\$ 58,513</u>	<u>\$ 45,665</u>

30. Gastos de operación, administración y otros gastos

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Compras de servicios	\$ 145,709	\$ 103,449	\$ 80,306
Gastos por beneficios a los empleados	90,966	65,539	87,808
Compras de materiales	34,843	32,041	22,774
Servicios externos y otros	27,391	33,659	19,437
	<u>\$ 298,909</u>	<u>\$ 234,688</u>	<u>\$ 210,325</u>

Dentro de los servicios externos y otros se incluyen cargos relacionados con arrendamientos de terrenos y edificios de bajo valor y menores a un año.

31. Otras (pérdidas) ganancias, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
(Pérdidas) ganancias netas en moneda extranjera (a)	\$ (25,127)	\$ (32,650)	\$ 27,116
(Pérdidas) ganancias netas en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (b)	(2,051)	(316)	(1,364)
Otras (pérdidas) ganancias	(1,327)	1,202	(133)
	<u>\$ (28,505)</u>	<u>\$ (31,764)</u>	<u>\$ 25,619</u>

- a. La ganancia y pérdida cambiaria en moneda extranjera fue de \$(21,733), \$(43,745) y \$29,900 por los años terminados al 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 respectivamente, derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos, otorgado a IMG para el desarrollo del proyecto gasoducto marino South of Texas - Tuxpan, por la parte proporcional del financiamiento de este proyecto. (Ver Nota 10.2).
- b. Este importe representa un cambio en el FV de los swaps de tasa de interés y las liquidaciones correspondientes. (Ver Nota 23.).

32. Costos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/21	31/12/20	31/12/19
Intereses	\$ (182,595)	\$ (135,185)	\$ (124,804)
Intereses capitalizados (a)	15,752	26,911	22,454
Provisión de retiro de activos	(3,469)	(3,013)	(2,803)
Otros costos financieros	(19,519)	(8,919)	(7,403)
Intereses de préstamos de partes relacionadas no consolidables	(15,799)	(14,900)	(10,972)
Intereses por el pasivo de arrendamientos	(7,130)	(9,213)	(9,321)
	<u>\$ (212,760)</u>	<u>\$ (144,319)</u>	<u>\$ (132,849)</u>

a. Ver Nota 13., por los intereses capitalizados de activos calificables.

33. Depreciación y amortización

	Por los años terminados el		
	31/12/21 (Nota 13, 14, 37)	31/12/20 (Nota 13, 14, 37)	31/12/19 (Nota 13, 14, 37)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 177,339	\$ 140,780	\$ 133,682
Amortización de activos por derecho de uso	16,629	10,962	11,777
Amortización de otros activos	18,936	10,230	10,340
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 212,904</u>	<u>\$ 161,972</u>	<u>\$ 155,799</u>

34. Utilidad por acción básica y diluida

34.1. Utilidad por acción básica

	Por el periodo de nueve meses terminado al	Por los años terminados el	
	09/30/21	31/12/20	31/12/19
Básica y diluida por acción	<u>\$ 0.27</u>	<u>\$ 0.31</u>	<u>\$ 0.31</u>

Como se menciona en la Nota 1.2.21 de los Estados Financieros Consolidados, las Acciones de la Compañía dejaron de estar listadas en la BMV a partir del 15 de octubre de 2021. Por lo tanto, se presenta la utilidad por acción básica y diluida al 30 de septiembre de 2021 con fines comparativos e informativos por ser la información disponible más cercana a la fecha en que las acciones dejaron de cotizar.

34.2. Utilidad por acción básica y diluida

Las utilidades y el promedio ponderado de acciones utilizado en el cálculo de las utilidades básicas y diluidas por acción son las siguientes:

	Por el periodo de nueve meses terminado al	Por los años terminados el	
	09/30/21	31/12/20	31/12/19
Utilidad del año base para el cálculo de la utilidad básica y diluida por acción	\$ 394,792	\$ 462,115	\$ 468,241
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas por acción	1,452,281,032	1,504,052,723	1,530,116,250

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente dilutivas.

35. Compromisos

35.1. Compromisos de venta

- a. **GRO.** Ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme (“FTSAs”, por sus siglas en inglés) con ocho clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural, que se define como cantidades máximas diarias (“CMD”) medidos en dekatherms por día (“Dth/d”). Los FTSAs establecen una tarifa al servicio de transporte, que puede ser una tarifa convencional o una tarifa regulada. Estas tarifas son aplicadas a la capacidad reservada de transporte diaria de los clientes. Las tarifas convencionales suelen permanecer fijas durante la vigencia del contrato. Las tarifas reguladas se ajustarán anualmente a la inflación y otros factores, por las regulaciones y la autorización de la CRE. El rango de los periodos efectivos y el CMD acordados para cada contrato descrito anteriormente son de 5 a 25 años y de 800 a 1,307,000 Dth/d, de capacidad reservada, respectivamente.
- b. **TGN.** Ha firmado FTSAs con dos clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural. Los FTSAs establecen tarifa al servicio de transporte, que puede ser tarifa convencional o tarifa regulada.
- c. **ECA.** Tiene un contrato para vender el 50 por ciento de la capacidad de la Terminal de GNL a un tercero por 20 años, el cual dio inicio en mayo de 2008. En abril de 2009, dicho tercero cedió parte de su capacidad contratada para ser utilizada por otro cliente. El otro 50 por ciento de la capacidad es un contrato por 20 años con IEnova Marketing, parte relacionada.

En marzo de 2020 firmó con IEnova Marketing el tercer adendum del contrato de servicio de almacenamiento ampliando la fecha de terminación al 31 de diciembre 2043 con 3 posibles ampliaciones, dos de un año y una tercera de 10 años.

La Compañía construyó una instalación de nitrógeno para proporcionar servicios de inyección de nitrógeno a las partes con las que tiene acuerdos de capacidad de almacenamiento. Los términos del acuerdo se incluyeron en el FTSAs de la Terminal GNL con el mismo plazo de 20 años. Dicha planta inicio operaciones el 22 de diciembre de 2009.

- d. **GAP.** Firmó un contrato de capacidad con la CFE a 25 años, correspondiente al segmento Sásabe-Guaymas entró en operación en diciembre 2014 con una capacidad contratada de 793,100 Dth/d.

La Compañía, firmó un contrato de capacidad con la CFE a 25 años, relacionado con los siguientes segmentos:

	Sásabe Puerto Libertad	Puerto Libertad Guaymas	San Isidro Samalayuca	Guaymas El Oro	Ojianga El Encino
Capacidad	793.1 Dth/d		1,169.02 Dth/d	525.3 Dth/d	1,396.7 Dth/d
Fecha de inicio de	10/1/2015	8/1/2015	31/3/2017	19/5/2017	30/6/2017
Zona	Sonora		Chihuahua	Sonora y Sinaloa	Chihuahua

La Compañía, firmó un contrato de capacidad con la CFE a 21 años correspondiente al segmento El Ramal Empalme, el cual comenzó operaciones en junio de 2017 y tiene una capacidad de 232.8 Dth/d. Este contrato se firmó el 5 de mayo de 2016.

La Compañía, celebró contratos para el Servicio de Transporte y Compresión de gas natural Interrumpible (por sus siglas en inglés "ITSA") con Shell Trading México, S. de R. L. de C. V. Bajo el ITSA la Compañía se compromete a prestar el servicio de transporte de gas natural interrumpible hasta por 1,000 Dth/d, definido como la CMD. El ITSA establece el precio por servicio de transporte, dicho precio tiene que ser aprobado por la CRE. Los contratos tienen una vigencia del 15 de mayo de 2017 al 15 de mayo de 2022.

La Compañía, celebró contratos de ITSA con Unión Energética del Noroeste, S. A. de C. V. Bajo los ITSA la Compañía se compromete a proporcionar los servicios de transporte de gas natural interrumpible hasta por 3,600 Dth/d, CMD. El cliente pagará la tarifa regulada conforme a la más reciente publicación realizada en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo a las modificaciones aprobadas por la CRE. El contrato será válido a partir de la fecha en que el cliente notifique a GAP que se pueden realizar las pruebas de gas natural y hasta que sean concluidas dichas pruebas. El contrato entró en vigor el 4 de enero de 2017.

- e. IEnova Pipelines.** Celebró contratos de ITSA con dos clientes. Bajo los ITSA, la Compañía se compromete a proporcionar los servicios de transporte y compresión de gas natural interrumpible hasta ciertas cantidades diarias, medidas en Gigacalorías por día ("Gcal/d"). Los ITSA establecen un precio de servicio de transporte y compresión publicado en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo con la normatividad aplicable. El rango de periodos efectivos y la CMD para cada acuerdo descrito anteriormente son de uno a tres años y de 3,822 a 10,000 Gcal/d respectivamente. Los contratos entraron en vigor el 19 abril de 2017, y tendrán vigencia 30 de abril de 2020, respectivamente.

El 15 de febrero de 2001, firmó un contrato con la CFE para el incremento de la capacidad máxima diaria de transporte de gas natural hacia Chihuahua, mediante la adición de un sistema de compresión de gas natural. La vigencia del contrato es de 20 años, (a partir de la fecha de operación comercial de dicha estación 12 de noviembre de 2001), con derecho de renovación por 5 años adicionales. La capacidad máxima diaria que cubre este contrato es de 60 MPCPD.

El 13 de noviembre de 2021 se firmó un segundo convenio modificatorio a este contrato, los principales cambios son la capacidad máxima diaria que cubre este contrato es de 18 MPCPD y con una renovación automática por periodos de 1 año.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1, firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad reservada en base firme de 100 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2015 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad en base interrumpible de 72 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2015 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 31 de octubre de 2014, celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con CFE, por una capacidad en base interrumpible de 50 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, con una vigencia al 31 de diciembre de 2014 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firme de 40 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 16 de diciembre de 2014, celebró el segundo convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con Energía Chihuahua el 21 de diciembre de 2012, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD, a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2015, y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 17 de febrero de 2012, firmó un contrato de servicios de almacenamiento para suministro de GLP, con Pemex TRI. Este contrato es bajo el esquema de servicio de almacenamiento en base firme con una capacidad de almacenamiento reservada de 4,470 MPCPD equivalente a 30,000 bpd. El contrato tiene una vigencia de 15 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa convencional, que representa la tarifa regulada por la CRE menos 1.2 por ciento. Este contrato fue cedido en la totalidad de los derechos y obligaciones, junto con todos sus anexos, a TdN, mediante la firma de un convenio modificatorio al contrato de fecha 18 de junio de 2012 entre IEnova Pipelines, TdN y Pemex TRI.

- f. GAP.* En octubre 2012, recibió autorización de la CFE de dos contratos para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 835 Km (500 millas), conectando los estados de Sonora y Sinaloa en el Norte de México (“Gasoducto Noroeste” también conocido como “Gasoducto Sonora”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos. El Gasoducto Noroeste comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 Km, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MPCPD; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 Km, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MPCPD. El precio estimado por MPCPD es \$250 aproximadamente. La Compañía estima que el costo total del Gasoducto del Noroeste será de \$1,000 millones, aproximadamente, y se completará en agosto de 2016. La capacidad del Gasoducto del Noroeste está totalmente contraída por la CFE en virtud de dos contratos en firme de 25 años denominados en dólares.

Para garantizar el cumplimiento durante la etapa de construcción hasta la fecha programada de operación comercial del Gasoducto Noroeste, GAP emitió 2 cartas de garantía bancaria irrevocable por \$90.0 millones y \$65.0 millones a favor de CFE, con vigencia anual, y prorrogable de manera automática por periodos anuales hasta el 30 de noviembre 2039 y hasta el 31 de octubre de 2041, respectivamente.

- g. La Rumorosa Solar.* Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de energía eléctrica con CFE Suministrador de Servicios Básicos, con una vigencia de 15 años contados a partir de

la fecha de operación comercial contractual, la cual ocurrió el 15 de junio de 2019. La energía eléctrica contratada es de 114,115.9 MWh por año a partir de la fecha de operación comercial contractual; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de Certificados de Energía Limpia (“CEL”), con CFE Suministrador de Servicios Básicos, con una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de operación comercial contractual, la cual ocurrió el 15 de junio de 2019. Durante este período ESJH estará obligado a vender a la CFE 117,064 CEL por año; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

- h. Tepezalá Solar.** Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de energía eléctrica con CFE Suministrador de Servicios Básicos, con una vigencia de 15 años contados a partir de la fecha de operación comercial contractual, definida originalmente para ocurrir el 15 de junio de 2019. La energía eléctrica contratada es de 278,357.76 MWh por año a partir de la fecha de operación comercial contractual; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de potencia con CFE Suministrador de Servicios Básicos, con una vigencia de 15 años contados a partir de la fecha de operación comercial contractual, definida originalmente para ocurrir el 15 de junio de 2019. La potencia contratada es de 10 MW por año a partir de la fecha de operación comercial contractual; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de Certificados de Energía Limpia (“CEL”) con CFE Suministrador de Servicios Básicos, con una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de operación comercial contractual, definida originalmente para ocurrir el 15 de junio de 2019. Durante este período, ESJR I está obligado a vender a la CFE 285,606 CEL por año, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

El 25 de agosto de 2020 se celebró un convenio modificatorio a los contratos de cobertura para la compraventa de energía eléctrica, potencia y certificados de energías limpias previamente descritos, con el cual se modificó la fecha de operación comercial, para quedar establecida el 21 de julio de 2020. La duración de dichos contratos, así como los compromisos anuales de energía eléctrica, potencia y CEL’s contratados no sufrieron modificaciones.

- i. Pima Solar.** Celebró un contrato de cobertura para la compraventa de energía eléctrica, potencia y CELs con la compañía DeAcero, dicho contrato entró en vigor a partir de su fecha de firma, el 24 de marzo de 2017 y con una vigencia de 20 años a partir de la fecha de operación comercial, definida para ocurrir el 1 de octubre de 2018.

PIMA debe de entregar, por cada año contractual el 100% de la energía producida por la central eléctrica a DeAcero, la cual debe ser de al menos el volumen correspondiente a la Energía Garantizada definida en el contrato, de la misma manera, deberá entregar también un CEL por cada MWh producido y la totalidad de potencia que CENACE llegue a acreditar a la central eléctrica.

El 23 de diciembre de 2019 PIMA y DeAcero firmaron un convenio de terminación del contrato previamente descrito, a su vez, las partes firmaron un nuevo contrato de compraventa de energía eléctrica y CEL con una vigencia de 19 años a partir del 1 de enero de 2019, fecha definida como la nueva fecha de operación comercial, el resto de los derechos y obligaciones conforme al contrato, incluyendo los compromisos anuales de energía eléctrica, potencia y CEL’s contratados no sufrieron modificaciones.

- j. Terminal de Veracruz.** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales (19 de marzo de 2021), la Compañía brinda al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El contrato surte efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años y el cliente ha solicitado la extensión por otros 10 años adicionales.
- k. Terminal de Puebla.** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales, la Compañía brindará al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- l. Terminal de Estado de México.* Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales (3 de julio de 2021), la Compañía brinda al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El contrato surte efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tiene una duración de 10 años y el cliente ha solicitado la extensión por otros 10 años adicionales.
- m. IEnova Marketing.* El 1 de julio de 2018, firmó un contrato de abastecimiento de gas natural con CFE con entregas en la planta de almacenamiento de GNL, el contrato termina el 31 diciembre de 2022, equivalente a 14.5 años.

La Compañía, celebró contratos de compra y venta de gas natural (“El contrato Base”). A través de los cuales, puede celebrar acuerdos de suministro con diversos clientes para suministrar gas natural. Los términos y condiciones del acuerdo de suministro varían para cada cliente. Al 31 de diciembre de 2021, IEnova Marketing firmó 238 contratos de suministro con un vencimiento promedio inferior a un año.

El 1 de julio de 2015, celebró un contrato con SLNGI, de transferencia del 65 por ciento de pérdidas y ganancias bajo el esquema de indemnización con fecha 3 de agosto de 2018 vigencia hasta el 30 de agosto de 2029. El 16 de noviembre de 2020 IEnova Marketing firmó una enmienda al contrato del esquema de indemnización modificando el anexo 7.

El 1 de febrero de 2013, firmó un contrato con Scheduling Agreement y SG&PM; el contrato termina el 31 de diciembre de 2022. El contrato tiene como objetivo comprometer el servicio de SGEN al suministro de gas en los puntos de distribución de SG&PM.

El 1 de enero de 2013 y el 1 de septiembre de 2014, firmó dos contratos de compra de gas natural con SLNGI. Los contratos terminan el 20 de agosto de 2029 y el 31 de diciembre de 2022, respectivamente (equivalentes a 16.6 años y a 8.3 años, respectivamente). La capacidad adquirida es de 188,000,000 MMBtu/año y 400 MMBtu/d, respectivamente.

- n. GdT.* Celebró un contrato de servicios de transporte con compresión de gas natural con Pemex Gas y Petroquímica Básica, ahora Pemex Transformación Industrial el 19 de diciembre de 2001. El contrato contempla una tarifa convencional según lo establece la regulación de gas natural, la CRE. La duración de este contrato es de 20 años contados a partir del 12 de noviembre de 2003 (fecha de inicio de operación comercial). Este contrato fue transferido al CENAGAS partir del 1 de enero de 2016.
- o. GdN.* Con fecha del 19 de julio de 2013, firmó un contrato de servicios de transporte de gas natural, con Pemex Gas y Petroquímica Básica, ahora Pemex Transformación Industrial, por un plazo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial del Sistema con una tarifa regulada. Este contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 2,100 MPCPD. Este contrato fue transferido por Pemex Logística a partir del 1 de enero de 2016 al CENAGAS.
- p. DEN.* Con fecha del 15 de diciembre de 2014, celebró un contrato con TAG Pipeline Norte, mediante el cual presta servicios de operación y mantenimiento por un periodo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial del ducto.

El 1 de enero de 2016, DEN celebró un contrato con TAG, mediante el cual presta servicios comerciales por un periodo igual a la vigencia del Permiso de Transporte de Gas Natural G/335/TRA/2014, a nombre de TAG, iniciando a partir de la fecha de firma del contrato.
- q. Ventika.* Durante 2014, firmó contratos con sus socios consumidores para suministrar el 100 por ciento de la energía renovable producida durante 20 años a través de un parque eólico. El suministro comenzó en abril de 2016, una vez que el parque eólico inició operaciones comerciales.
- r. TDF.* Con fecha del 15 de diciembre de 2005, firmó un contrato de servicios de transporte de GLP, con Pemex TRI, bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 4,470 millones de metros cúbicos por día equivalente a

30,000 barriles por día (“bpd”). El contrato es por un plazo de 20 años a partir de la fecha de operación comercial.

- s. **GdS.** Con fecha del 13 de diciembre de 2012, firmó un contrato de servicios de transporte de etano, con Pemex TRI por un plazo de 21 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa convencional. Este contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte por: Segmento I Cangrejera - Complejo Etileno XXI 33,000 bpd, Segmento I Complejo Etileno XXI - Cangrejera 29,500 barriles por día, Segmento II Nuevo Pemex – Km 3 66,000 bpd, Segmento II Cactus - Km3 38,000 bpd, Segmento II Km 3 - Complejo Etileno XXI 95,500 bpd y Segmento III Cd. Pemex - Nuevo Pemex 105,600 bpd.
- t. **Central de generación eólica.** Con fecha del 16 de noviembre de 2017, la Compañía a través de Energía Sierra Juárez 2 U. S., LLC, su subsidiaria de propiedad absoluta, ejecutó un acuerdo de compra de energía de 20 años con SDG&E, afiliado no consolidado de IEnova. El contrato se suministrará a través de una nueva planta de generación de energía eólica que se ubicará en el municipio de Tecate en Baja California, México. En marzo 2019, Energía Sierra Juárez 2 U.S., LLC cedió este contrato a Energía Sierra Juárez 1 U. S., LLC.
- u. **Don Diego Solar.** El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con varias subsidiarias del grupo Liverpool por un plazo de 15 años a partir de la fecha de inicio de suministro. En julio de 2021, inició el suministro de energía a dicho socio consumidor.

El 12 de abril de 2019 se firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con Minera Autlán con una vigencia de 15 años a partir de la fecha de inicio de suministro. El 20 de abril de 2021 se celebró un convenio modificadorio al contrato de autoabastecimiento de energía para la modificación de la fecha de inicio de suministro, para quedar definida el 1 de abril de 2022.

El 2 de agosto de 2019 se firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con varias subsidiarias de Scotiabank, con una vigencia de 15 años a partir del inicio de suministro.

Don Diego Solar es una central eléctrica de tecnología Solar Fotovoltaica, ubicada en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México. La central alcanzó el estado de “Operación Normal” de acuerdo con lo estipulado en el contrato de interconexión en diciembre de 2020. La entrega de la energía generada por el parque a los socios Autlán y Scotiabank se realizará una vez que la Comisión Reguladora de Energía autorice las modificaciones correspondientes en el Permiso de Autoabastecimiento de Don Diego Solar, actualmente, dicha energía se vende a CFE a precio de mercado, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Interconexión.

- v. **Terminal de Baja Refinados.** En abril 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con la Chevron, por aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal por 15 años. Con fecha 14 de marzo de 2018, la Compañía firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP, por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal por 10 años.
- w. **Terminal de Topolobampo.** En septiembre y octubre 2018 y marzo 2021, la Compañía anunció la firma de tres contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron, Marathon y Trafigura, para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diesel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. Su fecha de término con Chevron es de 15 años, con Marathon 10 años y con Trafigura de 7 años.
- x. **Terminal de Manzanillo.** En septiembre 2018, abril 2019 y junio 2019, la Compañía anunció la firma de tres contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Trafigura BP y Marathon, para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diesel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Manzanillo, Colima, México. Su fecha de término con Trafigura es de 7 años, con BP 15 años y con Marathon 10 años.

- y. **Proyecto de licuefacción de gas natural.** En abril de 2020, ECAL ejecutó acuerdos definitivos de venta y compra de GNL a 20 años con Mitsui & Co., Ltd. y una filial de TOTAL S.A. por aproximadamente 0.8 millones de Mtpa de GNL y 1.7 Mtpa de GNL, respectivamente. Cada contrato sigue estando sujeto a ciertas condiciones habituales de efectividad.
- z. **Border Solar.** El 10 de julio de 2019, la compañía firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con varias subsidiarias del grupo Liverpool por un plazo de 15 años a partir de la fecha de inicio de suministro, la energía contratada es de 85,000 MWh por año.

El 15 de septiembre de 2019 se firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con varias subsidiarias del grupo Círculo K, con una vigencia de 15 años a partir de la fecha de inicio de suministro, la energía contratada es de 117,000 MWh por año.

El 17 de marzo de 2021 se celebró un convenio modificatorio al contrato de autoabastecimiento de energía con el grupo Círculo K, para la modificación de la fecha de inicio de suministro, para quedar definida el 30 de septiembre de 2021.

El 15 de diciembre de 2021 se celebró un convenio modificatorio al contrato de autoabastecimiento de energía con el grupo Círculo K, para la modificación de la fecha de inicio de suministro, para quedar definida el 1 de noviembre de 2022.

El 04 de octubre de 2019 se firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con Envases Universales de México con una vigencia de 10 años a partir de la fecha de inicio de suministro, la energía contratada es de 228,000 MWh por año.

El 18 de diciembre de 2020 se celebró un convenio modificatorio al contrato de autoabastecimiento de energía con Envases Universales de México, para la modificación de la fecha de inicio de suministro, para quedar definida el 04 de agosto de 2022.

El 10 de diciembre de 2019 se firmó un contrato de autoabastecimiento de energía eléctrica con varias subsidiarias del grupo de Cementos de Chihuahua con una vigencia de 15 años a partir de la fecha de inicio de suministro, la energía contratada es de 40,000 MWh por año.

El 22 de octubre de 2021 se celebró un convenio modificatorio al contrato de autoabastecimiento con Cementos de Chihuahua, para la modificación de la fecha de inicio de suministro, para quedar definida el 01 de noviembre de 2022 y la energía contratada a 30,000 MWh por año de operación.

Border Solar es una central eléctrica de tecnología Solar fotovoltaica, ubicada en Ciudad Juárez, Chihuahua, México. La central alcanzó el estado de “Operación Normal” de acuerdo a lo estipulado en el contrato de interconexión en marzo de 2021. LA entrega de la energía generada por el parque a los socios se realizará una vez que la Comisión Reguladora de Energía autorice las modificaciones correspondientes en el Permiso de Autoabastecimiento de Border Solar, actualmente, dicha energía se vende a CFE a precio de mercado, de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Interconexión.

35.2. Compromisos de compra

- a. **TDM.** El 31 de mayo de 2019, la Compañía firmó un acuerdo de servicios (CSA) para el mantenimiento de turbinas de gas y vapor, que incluye el reemplazo de piezas y una fecha de terminación de 10 años. Durante 2021 y 2020, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$7,999 y \$5,883, respectivamente. Los pagos futuros en efectivo contractuales son los siguientes:

Año	Monto
2022	\$ 6,160
2023	2,000
2024	2,000
En adelante	4,500
Total	\$ 14,660

- b. **ECA.** Celebró un contrato de servicio con Turbinas Solar, S. A. de C. V. (“Turbinas Solar”) que cubre el mantenimiento extendido de cinco turbinas de gas. En abril de 2014, Turbinas Solar cedió el acuerdo a Servicios de Turbinas Solar, en donde los términos de este establecen dos tipos de servicios primarios: un honorario fijo mensual que cubre la asistencia operacional y para la aplicación de la garantía de las turbinas de gas por un monto de \$124.4 millones y un honorario variable basado en el uso de las turbinas, dicho costo se pagará hasta que se presta el servicio de mantenimiento mayor de las turbinas, el cual será capitalizado y depreciado con base a la vida útil de cinco años. El término del acuerdo es de 60 meses a partir de la fecha de uso de las turbinas. Durante 2013, se renegoció el contrato con una vigencia hasta 2018; el 31 de marzo de 2018 se extendió el contrato con fecha 31 de agosto 2019 y el 16 de agosto de 2019 se firmó un adendum, el plazo de este acuerdo fue extendido y termina el 31 de diciembre de 2020. El 6 de enero de 2021 se firmó el cuarto adendum, el plazo de este acuerdo fue extendido y termina el 31 de diciembre de 2021.

Durante 2021 y 2020, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1,534 y \$2,005, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 354

Durante 2020, la compañía celebró varios contratos, servicio de corrosión y cuarto de control. Durante 2021 y 2020, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$587 y \$540, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 904
2023	116
Total	\$ 1,020

Durante 2021, la compañía celebró contratos de mantenimiento general en edificios y vialidades y compra de materiales eléctricos para el mantenimiento de las turbinas de la terminal. Los pagos realizados de estos contratos fueron de \$327. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	547
2023	220
2024	73
Total	\$ 840

- c. **IEnova.** Con fecha 1 de enero 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios de Tecnología de la Información con Sempra Infrastructure, LLC ("Sempra Infrastructure") (antes U. S. Gas & Power) (parte relacionada en Estados Unidos). Conforme a este contrato, Sempra Infrastructure prestará a la Compañía de ciertos servicios de tecnología de la información, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a conforme a este contrato, una tarifa anual de aproximadamente \$6.8 millones. Este contrato tenía una vigencia inicial de cinco años con opción de ampliarse cinco años más.

Durante 2021, la Compañía celebró contrato para la renovación de hardware, software y soporte del sistema de impresión. Los pagos realizados de estos contratos fueron de \$18. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	361
2023	184
Total	\$ 545

Durante 2021, la Compañía celebró contrato para el uso de la plataforma en línea IHS Engineering Workbench. Los pagos realizados de estos contratos fueron de \$317. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	349
2023	333
Total	\$ 682

- d. **GdT.** El 5 de diciembre de 2012, celebró un convenio de compresión con Pemex TRI, para la prestación de servicios de compresión en base interrumpible por Pemex TRI a GdT, la inversión es por un monto de \$4.6 millones que será utilizado para la rehabilitación de la estación de compresión 19 y PGPB reintegrará el 75 por ciento de dicho costo y sólo pagará el 25 por ciento a Pemex TRI. El 1 de enero de 2016 este convenio de compresión se transfirió al CENAGAS. Este contrato es por tiempo indeterminado.

Durante 2020, la compañía celebró varios contratos, para el reemplazo del Turbocompresor PK-191 en la estación Caracol, reemplazo de Turbina PK-171 en la estación Los Indios, mantenimiento de Turbocompresor PK-172 e inspección mayor. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$2,289 y \$4,201 respectivamente. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 923

- e. **TDF.** El 15 de diciembre de 2005, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2021 y 2020, los pagos derivados de este contrato fueron de \$3,317 y \$5,217, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2022	\$ 5,662
2023	5,379
2024	5,379
En adelante	16,137
Total	\$ 32,557

Durante 2020, la Compañía celebró contrato para Suministro y puesta en marcha de cromatógrafo en TDF. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$315 y \$243, respectivamente. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 2,592

Durante 2021, la Compañía celebró un contrato para el servicio de monitoreo aéreo a la tubería de gas LP. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	467
2023	233
Total	\$ 700

- f. TdN.** El 21 de febrero de 2012, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el servicio de almacenamiento de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 15 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial en diciembre 2013. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2021 y 2020, los pagos derivados de este contrato fueron de \$3,670 y \$930, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto	
2022	\$	6,484
2023		4,068
2024		4,068
En adelante		16,273
Total	\$	<u>30,893</u>

Durante 2020, la Compañía celebró contrato para el mantenimiento preventivo y correctivo. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$212 y \$212, respectivamente. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto	
2022	\$	524
2023		21
Total	\$	<u>545</u>

Durante 2021, la Compañía celebró contrato para el mantenimiento preventivo y equipamiento al taller de mantenimiento y sala de control. Los pagos realizados de este contrato fueron de \$416. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto	
2022		<u>401</u>

- g. GdS.** El 16 de abril del 2014, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de etano. Este contrato tiene una vigencia de 20.5 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial del primer segmento. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2021 y 2020, los pagos derivados de este contrato fueron de \$7,458 y \$2,974, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto	
2022	\$	10,588
2023		7,007
2024		7,007
En adelante		71,000
Total	\$	<u>95,602</u>

- h. Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R. L. de C. V. ("GSCA").** En marzo de 2017, celebros un contrato de mantenimiento de turbinas de GdT con GE Oil & Gas Products and Services, S. de R.L. de C.V. ("GE"). El contrato se dará por terminado cuando ocurran alguno de los siguientes supuestos:

- Al alcanzar las unidades pactadas antes de la fecha de vencimiento, o
- Se cumplan los 8 años de vigencia.

El 19 de noviembre de 2019 este contrato tuvo un adendum. El costo estimado es de 18.2 millones. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$717 y \$617, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2022	\$ 4,381

- i. **IEnova Marketing.** Con fecha 1 de mayo de 2008, firmó un contrato con MGI Supply, LTD ("MGI") de compra de capacidad de transporte de gas natural con GAP (antes El Sistema North Baja). Se adquirió la capacidad de 210 Dth/d. El contrato tiene una vigencia de 14 años (termina el 31 de agosto de 2022).

El 24 de noviembre de 2016, firmó un contrato de compra de gas natural con SG&PM para garantizar los contratos de suministro con sus clientes. La capacidad adquirida es variable y el promedio de vencimientos de los contratos es menor a 5 años.

- j. **GAP Estación de Compresión.** Durante 2021 y 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$369 y \$570, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$1,855
2023	\$215
2024	215
En adelante	367
Total	\$ 2,652

- k. **Licencias de software.** Durante 2018, la Compañía realizó la compra de licencias de software. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$880 y \$880, respectivamente. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 921
2023	921
Total	\$ 1,842

- l. **Proyecto Solar Tepezalá.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Durante 2021 y 2020 fueron de \$148 y \$8,946, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 2,203

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$362 y \$314, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	362
2023	362
2024	362
En adelante	4,982
Total	\$ 6,068

Durante 2021, la Compañía celebró un contrato para la adquisición del sistema de control para medición de la captura solar de los paneles solares. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	841

*m. **Border Solar Construcción.*** Durante 2019, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del parque solar en Cd. Juárez. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$8,012 y \$100,985, respectivamente. No existen pagos futuros materiales.

*n. **Don Diego Solar.*** Durante 2019, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del parque Solar en Benjamin Hill Sonora. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$1,220 y \$6,741, respectivamente. No existen pagos futuros materiales.

*o. **Estación de Compresión Sonora.*** Durante 2019, la Compañía celebró diversos contratos para la ingeniería, procura y construcción de la estación de compresión de Gas Natural en Pitiquito Sonora, con fecha de 15 de agosto 2019, por un monto de \$64.6 millones. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$26,529 y \$27,693, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 4,592

*p. **Proyecto ERP.*** Durante el 2019, la compañía celebró varios contratos por servicios derivados de la implementación del nuevo sistema ERP “SAP e implementaciones al mismo”, el contrato se celebró el 27 de junio 2019 sin fecha de vencimiento. La implementación del ERP “SAP” tiene servicio de datos maestros, licencias, servicios de asesoría.

Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$4,006 y \$7,764, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 3,455
2023	1,625
2024	38
Total	\$ 5,118

*q. **Terminales.*** Durante el 2018, las Compañías del segmento líquidos celebraron varios contratos para la Construcción y posterior operación de los proyectos de terminales. Durante 2021 y 2020 sus pagos realizados fueron de \$135,416 y \$158,368, respectivamente. Los pagos futuros dichos contratos se mencionan a continuación:

Descripción de Terminales	2022
Terminal de Puebla	\$ 7,012
Terminal de Estado de México	6,704
Terminal de Veracruz	2,546
Terminal de Baja Refinados	1,175
Terminal de Manzanillo*	3,058
Terminal de Topolobampo	11,316
Total	\$ 31,811

*El monto y plazo van de acuerdo a los términos del contrato original, el cual esta en proceso de revisión.

*r. **DEN.*** Durante 2019, la Compañía celebró dos contratos de mantenimiento; el primer DDV firmado el 23 de diciembre de 2019, con vigencia de dos años y el segundo DCVG firmado el

2 de enero de 2019 con vigencia de 1 año, correspondientes a la construcción del proyecto. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados fueron de \$111 y \$567, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 113

Durante 2021 y 2020, la Compañía celebró varios contratos de mantenimiento para el proyecto. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$698 y \$277, respectivamente. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 1,678
2023	213
Total	\$ 1,891

- s. **GI.** Durante 2020, la Compañía celebró 2 contratos con CEMEX por cesión de derechos para servicios con Ventika y Ventika II. Durante 2021 y 2020, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$5,000 y \$2,500, respectivamente. No existen pagos futuros materiales.
- t. **GAP Gasoducto Rosarito expansión.** Durante 2021, la Compañía celebró contratos para el suministro de tubería. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionada a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 99,091

- u. **ESJ.** Durante 2021, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Los pagos realizados de este contrato fueron de \$50,133. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 11,125

Durante 2021, la Compañía celebró contrato con Vestas para el servicio y mantenimiento de los aerogeneradores que serán utilizados en los parques eólicos. Los pagos realizados de este contrato fueron de \$2,906. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 2,554
2023	2,543
2024	2,594
En adelante	35,481
Total	\$ 43,172

Durante 2021, la Compañía celebró un contrato con Servicios ESJ para la administración del proyecto. Los pagos realizados de este contrato fueron de \$544. No existen pagos futuros materiales.

- v. **PIMA Solar.** Durante 2021, la Compañía elaboró una orden de compra para la adquisición de Inventario de partes para el sistema de paneles solares. Los pagos futuros de este compromiso se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 6,312

- w. **Ventika.** Durante 2021, la Compañía celebró contrato con TPI COMPOSITES de soporte para revestimiento de raíces en el parque eólico. Los pagos realizados de este contrato fueron de \$393. Los pagos futuros de este compromiso se mencionan a continuación:

Año	Monto
2022	\$ 917

36. Contingencias

36.1. Asuntos relacionados con autoridades fiscales

Por las operaciones con partes relacionadas podrían surgir diferencias de impuestos si la autoridad fiscal en México (Servicio de Administración Tributaria, “SAT”), al revisar dichas operaciones, considera que los precios y montos utilizados por la Compañía no son equiparables a los que se utilizan con o entre partes independientes en operaciones comparables.

36.2. Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales

Derivado de las operaciones y propiedades de la Compañía puede verse afectada por litigios y procedimientos administrativos. Estos son relativos a acciones por reclamaciones presentadas por los proveedores y clientes, autoridades gubernamentales federales, estatales o locales, incluidas las autoridades fiscales, los residentes vecinos y activistas ambientales y sociales, así como litigios laborales. A excepción de lo descrito a continuación, no hay procedimientos gubernamentales, judiciales o de arbitraje en contra de la Compañía que puedan tener un efecto material adverso en nuestro negocio, posición financiera y resultados de operaciones:

- a. **Recursos de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuestos por Castro, Valdez y Palafox.** En mayo de 2003, Hiram Castro Cruz y Roberto Valdez Castañeda (“Castro y Valdez”), conjuntamente, y Mónica Fabiola Palafox (“Palafox”), actuando individualmente, interpusieron recursos de revisión ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”) para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de ECA otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de Inmuebles Vista Glof (“IVG”). La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (“TFJFA”), en la Ciudad de México, recursos de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TJFA dictó las sentencias declarando nulos los acuerdos por los que la SEMARNAT desechó los recursos de revisión, ordenando a la SEMARNAT emitir nuevos acuerdos en los términos establecidos en dichas sentencias. En el caso de Castro y Valdez, la SEMARNAT admitió el recurso, y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez del MIA. En marzo de 2012, Valdez interpuso ante el TFJFA un recurso de nulidad de la resolución emitida por la SEMARNAT y ECA interpuso ante el Tribunal Colegiado de Circuito para el Distrito Federal, un recurso en contra de la sentencia por la que el TFJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdez. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución sobre el MIA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdez y Palafox son infundadas. Finalmente, en el caso de Roberto Valdez se presentó un procedimiento de anulación mediante una sentencia publicada en enero de 2017.
- b. **Demanda agraria con Saloman Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul.** En febrero de 2006, interpusieron ante el tribunal unitario agrario de distrito en Ensenada una demanda en contra de la Secretaría de la Reforma Agraria, ECA y otros 20 demandados. Dicha demanda tiene por objeto obtener una declaratoria de nulidad de los derechos de propiedad otorgados por el Registro Agrario Nacional respecto de algunas parcelas del terreno donde se ubica la Terminal de ECA, así como la restitución de otra parcela que presuntamente se encuentra ubicada en el mismo lugar, con base en el argumento de que los títulos de propiedad expedidos a favor de los propietarios precursores de ECA se expidieron indebidamente y sin tomar en consideración los derechos de propiedad existentes de dichos inmuebles. En septiembre de 2011 se celebró una audiencia definitiva al respecto, en la cual los actores ofrecieron ciertas pruebas para ampliar su demanda. El juez no admitió las pruebas, y antes de que se dictara sentencia, los actores

interpusieron una demanda de amparo en contra de la negativa del juez a la admisión de pruebas. La acción del juez está suspendida por el amparo, y el juicio de amparo no puede proceder sino hasta que el tribunal haya corrido traslado de la demanda civil al resto de los demandados, lo cual no ha ocurrido. La Compañía considera que la demanda es infundada.

Después de diversas audiencias diferidas, con fecha 9 de junio de 2015 fueron debidamente notificadas las partes de este procedimiento. Con esa misma fecha, se llevó a cabo la celebración de la audiencia durante la cual quedo trabada la litis y ofrecidas las pruebas de todas las partes. Dado el cúmulo de material probatorio, el Tribunal se reservó el derecho de estudio y valoración de las mismas para posteriormente indicar nueva fecha de audiencia. La misma se llevó a cabo en septiembre de 2015 donde no existió resolución posteriormente se programó el desahogo de una prueba pericial en campo, para el 3 de noviembre de 2016. Dicha prueba se desahogó y a la fecha fue sometida al Tribunal Agrario.

El 3 de noviembre de 2017, se llevó a cabo una diligencia de inspección y estudio de campo con ayuda de varios expertos ofrecidos por los litigantes. Los expertos hicieron entrega de sus opiniones sobre dicha inspección.

El día 8 de julio de 2021, se dictó sentencia en la cual se declaró la improcedencia de la acción y se absolvió a ECA de las prestaciones reclamadas. La parte actora interpuso recurso de revisión en contra de la sentencia definitiva, el cual se turnó al Tribunal Superior Agrario bajo recurso de revisión 462/2021.

Con fecha 2 de febrero de 2022 se resolvió el recurso de revisión a favor de ECA, declarándolo infundado y se confirmó la sentencia definitiva. La parte contraria promovió demanda de amparo directo en contra de la sentencia dictada por el Tribunal Superior Agrario, misma que está pendiente de remitirse a un Tribunal Colegiado para su resolución. Se estima que la sentencia que resuelva el juicio de amparo será dictada en un plazo de 5 a 6 meses.

- c. Demanda de amparo en contra de los permisos emitidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (“ASEA”) y por la SENER relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental (“MIA”) y la Evaluación de Impacto Social (“EVIS”), respectivamente, de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA. En agosto de 2018, el complejo Turístico Bajamar, a través de Banco Santander Mexico, S.A. Institución de Banca Múltiple Grupo Financiero Santander Mexico, Institución Fiduciaria en el Fideicomiso Numero 53153-0, presentó una demanda de amparo ante el Juez 8 de Distrito con residencia en Ensenada, Baja California, en contra de la MIA y la EVIS de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA, bajo expediente 390/2018, mismos que fueron emitidos a finales del 2017 por la ASEA y por la SENER, respectivamente. El Juez de Distrito admitió la demanda y otorgó la suspensión provisional a efecto de que se mantengan las cosas en el estado en que se encuentran, y sin suspender el procedimiento, no se emita resolución final sobre la autorización de las obras y/o construcciones y/o operación del proyecto del cual derivan los actos reclamados, siempre y cuando no hayan ocurrido.

La audiencia incidental que estaba programada para el 23 de octubre de 2018 se difirió para el 28 de enero de 2019, posteriormente para el 11 de abril de 2019, en la cual se fijó una nueva fianza, y se levantó la suspensión concedida en su momento.

La audiencia constitucional está fijada para el día 11 de mayo de 2022. Está pendiente de desahogarse una prueba pericial en valuación, ofrecida por la parte quejosa. Respecto a la suspensión definitiva de los actos reclamados, originalmente se concedió la misma, empero, la Compañía logró que dejara sin efectos.

- d. Juicio de amparo indirecto que conoce el Juzgado 8 de Distrito con residencia en Ensenada B.C. presentado por Asociación de Colonos Bajamar, A.C. en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. La audiencia constitucional está fijada para el 11 de mayo de 2022. El Juez negó la suspensión definitiva de los actos reclamados, lo cual fue recurrido por la quejosa. El Tribunal Colegiado concedió la suspensión. Se solicitó una contrafianza para que se deje sin efectos la suspensión, lo cual fue

negado por el Juez por lo que se impugnó dicha negativa, pero la suspensión fue conformada por el Segundo Tribunal Colegiado del Decimoquinto Circuito.

La parte quejosa promovió incidente de violación a la suspensión definitiva, el cual fue resuelto a favor de la Compañía mediante sentencia de fecha 23 de febrero de 2022. La quejosa interpuso recurso de queja en contra de la citada sentencia, mismo que está pendiente de ser resuelto por un Tribunal Colegiado de Circuito.

El presente juicio de amparo originalmente se tramitaba ante el Juzgado 9 de Distrito en el Estado, empero, fue acumulado al diverso amparo de Banco Santander Mexico, S.A. antes descrito, a fin de que se resuelvan ambos litigios en la misma resolución que dictará el Juez 8 de Distrito en el Estado, de esa manera se evitan sentencias contradictorias.

- e.* Demanda de Amparo presentada por TAG Pipelines Norte en contra de Clausura de la válvula MLV2211, del Gasoducto Los Ramones II Norte, realizada por el Municipio de Dr. Arroyo, Nuevo León, por la supuesta falta de la Licencia de Uso de Edificación, derivada de una supuesta inspección ordenada en el oficio número 001/2019 de fecha 21 de febrero de 2019, llevada a cabo el día 25 de febrero de 2019. TAG Pipelines Norte promovió Juicio de Amparo ante el Juzgado Tercero de Distrito. en Materia Administrativa en Monterrey, Nuevo León, cuyo cuaderno de amparo es el 413/2019 siendo las autoridades responsables el Presidente Municipal de Dr. Arroyo, los Síndicos Primero y Segundo de dicho Municipio, y el Secretario de Desarrollo Urbano y Obras Públicas. Es de resaltar que en fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, a petición vía exhorto, del Municipio de Dr. Arroyo Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la Resolución contenida en el oficio número 090/2019, de fecha 29 de marzo de 2019, por la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un Crédito Fiscal. La Resolución 090/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019, cuyo proceso continúa. Se resolvió el Recurso de Queja cuyo número de expediente es el 293/2019, radicado en el Primer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa, promovido en contra del desechamiento de la ampliación de la demanda promovida. La disputa fue resuelta en enero de 2022 como se menciona al final del siguiente inciso.
- f.* En fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la resolución contenida en el oficio número 122/2019, de fecha 29 de marzo de 2019, por supuestamente no haber cubierto en su totalidad diversas contribuciones como el permiso de uso de suelo, aprobación de planos de construcción, y la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un crédito fiscal. La Resolución 122/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019. Finalmente en enero de 2022, un acuerdo de liquidación se negoció, en el cual TAG Pipelines Norte pago a los municipios de Aramberri y Dr. Arroyo la cantidad de \$1,443 (\$30,000 de pesos mexicanos) para liquidar dicha disputa.
- g.* Juicio de amparo indirecto número 603/2018 que conoce el Juzgado 9 de Distrito con residencia en Ensenada, B.C. presentado por Asociación de Colonos Bajamar, A. C. en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. ECA recientemente fue notificada del juicio. La audiencia constitucional está fijada para el 24 de febrero de 2020. El Juez negó la suspensión definitiva de los actos reclamados, lo cual fue recurrido por la quejosa. El Tribunal Colegiado concedió la suspensión. Se solicitó una contra fianza, para que se deje sin efectos la suspensión, lo cual fue negado por el Juez, y recurriremos dicha negativa lo cual se encuentra pendiente de resolución.
- h.* Demanda de Amparo presentada el 12 de Febrero 2020 por IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V. ("IEnova Marketing"), ECAL, Ecogas México, S. de R. L. de C. V. y Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V., mediante el cual las partes quejasas como enajenantes de gas natural en el territorio de Baja California o bien como compradores de dicha mercancía, combaten el "Impuesto Sobre la Venta de Primera Mano de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación al medio ambiente" previsto en la Ley de Hacienda del Estado de Baja

California, asimismo, combaten los artículos de la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California que establecen el “Impuesto Ambiental Sobre Venta de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación del medio ambiente”, previsto en la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California, aprobados por el Congreso de Baja California, publicados en el Periódico Oficial del Estado el 31 de diciembre de 2019. Con fecha 1 de Mayo de 2020, el Congreso de Baja California derogó dicho impuesto, por lo que a la fecha de estos Estados Financieros Consolidados ya no es aplicable. Con base en lo anterior, la Compañía está en espera de que se dicte la resolución definitiva del Amparo por parte de los Tribunales correspondientes con el objeto de recuperar los montos pagados antes de la derogación del impuesto.

- i. En mayo de 2020, los dos clientes de capacidad de terceros en la Terminal de Regasificación ECA LNG, Shell México y Gazprom, afirmaron que una actualización de 2019 de los términos y condiciones generales para el servicio en la instalación, según lo aprobado por la CRE, resultó en un incumplimiento de contrato por ECA y caso de fuerza mayor. En julio de 2020, Shell México presentó una solicitud de arbitraje de la disputa y Gazprom se unió al procedimiento, y se llevó a cabo una audiencia en octubre de 2021. Esperamos recibir una decisión final en el procedimiento de arbitraje en el segundo trimestre de 2022.

ECA ha realizado retiros de las cartas de crédito de Shell por falta de pago y ya están agotadas. Aunque Gazprom ha pagado de manera regular, ECA recientemente hizo retiros de las cartas de crédito de Gazprom por falta de renovación de las mismas. Además del procedimiento de arbitraje, Shell también interpuso un recurso de inconstitucionalidad contra la aprobación por parte de la CRE de la actualización de los términos y condiciones generales y un recurso de inconstitucionalidad adicional contra la emisión del permiso de licuefacción. La solicitud de Shell de suspender la aprobación de los términos y condiciones generales por parte de la CRE fue denegada y confirmada en apelación. La demanda sobre la emisión del permiso de licuefacción fue denegada y, en apelación fue anulada y remitida a la instancia inferior para dictar una nueva sentencia que cumpla con ciertos requisitos técnicos relacionados con un error administrativo en el fallo original. La medida cautelar continúa siendo denegada.

- j. *Tarifas de transmisión para instalaciones de generación legadas.* El 28 de mayo de 2020, la CRE aprobó una actualización de las tarifas de transmisión incluidas en los contratos de energía renovable y cogeneración legados, basándose en la afirmación de que las tarifas de transmisión legadas no reflejaban costos justos y proporcionales para proporcionar los servicios aplicables y, por lo tanto, crearon condiciones competitivas injustas. Tres de las instalaciones de energía renovable de IEnova (Don Diego Solar, Border Solar y Ventika) son actualmente titulares de contratos con dichas tarifas legadas y, según los términos de estos contratos, cualquier aumento en las tarifas de transmisión se transferiría directamente a sus clientes. A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, las tres plantas obtuvieron resoluciones favorables de primera instancia y la CRE ha apelado dichas decisiones, las cuales fueron definitivamente confirmadas a favor de las plantas Ventika, Don Diego Solar y Border Solar. La resolución es definitiva y final.

Compradores de permisos de generación legados. En octubre de 2020, la CRE aprobó una resolución para modificar las reglas para la inclusión de nuevos socios autoabastecidos de permisos de generación y autoabastecimiento (la Resolución de Autoabastecimiento), que entró en vigencia de inmediato.

La Resolución de Autoabastecimiento prohíbe a los titulares de permisos de autoabastecimiento agregar nuevos socios autoabastecidos que no estaban incluidos en los planes originales de desarrollo o expansión, hacer modificaciones a la cantidad de energía asignada a los socios autoabastecidos nombrados e incluir centros de carga que hayan celebrado un acuerdo de suministro bajo Ley de la Industria Eléctrica de México. Don Diego Solar y Border Solar y las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika son titulares de permisos de autoabastecimiento y se ven afectados por la Resolución de Autoabastecimiento. Si IEnova no puede obtener protección legal para estas instalaciones afectadas, IEnova espera vender la capacidad de Border Solar y una parte de la capacidad de Don Diego Solar afectada por la Resolución de Autoabastecimiento en el Mercado Eléctrico mayorista. Actualmente, los precios en el mercado al contado son significativamente más bajos que los precios fijos en los Contratos de Compraventa de Energía (“PPA” por sus siglas en

inglés) que se firmaron mediante permisos de autoabastecimiento. IEnova presentó demandas contra la Resolución de Autoabastecimiento y contra la negativa que recibieron por parte de la CRE, Border y Don Diego para incluir en su permiso a sus socios autoabastecidos, por lo que está evaluando la forma de obtener medidas cautelares que permitirían a Don Diego y Border Solar entregar energía eléctrica a sus socios autoabastecidos mientras se llega a una decisión final en las demandas que ha presentado.

Al 30 de junio de 2021, IEnova tenía permisos de transmisión y consumo de energía renovable previamente otorgados por la CRE. IEnova ha presentado demandas contra la Resolución del cliente y recibió una orden judicial definitiva, por lo que la CRE no aplicará la Resolución del comprador antes de la resolución final. Si IEnova no puede obtener protección definitiva contra la Resolución del cliente, Border Solar y Don Diego Solar tendrán prohibido entregar energía eléctrica a todos (con respecto a Border Solar) o una parte (con respecto a Don Diego Solar) de sus respectivos clientes a la espera de la resolución final de estas demandas.

El CENACE interpuso Recurso de Revisión contra la resolución que otorgó la Suspensión Definitiva, en espera de que se resuelva. Pendiente de acordar escritos de ofrecimiento de pruebas periciales. Se encuentra en preparación de las pruebas para su desahogo, pendiente de que se dicte sentencia. Actualmente se cuenta con dos sentencias favorables de primera instancia que están en revisión por los Tribunales colegiados para los activos que están bajo el régimen de autoabasto y para el suministrador calificado, aún esta pendiente se dicte la sentencia correspondiente a las de Generadores bajo el régimen LIE, la cual se espera sea dictada en las próximas semanas.

En el mes de enero de 2022 se obtuvo sentencia favorable de una instancia contra la RES 1094 que impedía la inclusión de nuevos socios a los permisos de autoabasto, misma que esta en revisión ante los Tribunales Colegiados. Se recibió por parte de la CRE la negativa de incluir socios en los permisos de Border Solar y Don Diego Solar decisión que se recurrió por vía de amparo y esta pendiente de resolución.

- k.* En septiembre de 2020, ECA fue notificada de un recurso administrativo presentado en el Municipio de Ensenada, por dos empresas. Demandan la anulación de varios permisos y licencias administrativas municipales emitidos a favor de ECA, relacionados con la planta de licuefacción, argumentando que dichos permisos fueron otorgados sobre terrenos de su propiedad. El Municipio de Ensenada concedió una suspensión sobre los permisos y licencias hasta que se emita un fallo sobre su legalidad. ECA presentó su respuesta al recurso administrativo, defendiendo la legalidad de los permisos y sus títulos de propiedad, solicitando un rápido sobreseimiento del caso y solicitando que los demandantes presenten una fianza para garantizar los posibles daños por la suspensión de los permisos. Este procedimiento fue concluido sin efectos contrarios para la Compañía.
- l.* *IEnova Marketing genera mensualmente saldos a favor de IVA los cuales solicita en devolución.* Recientemente, la Autoridad fiscal ha negado parcialmente la devolución de este impuesto, mismo que asciende a \$21,833 (\$449,400 pesos mexicanos). La Compañía ha iniciado un medio de defensa legal. Es importante mencionar que, con base a la opinión de la Compañía y sus abogados, se tienen suficientes argumentos legales para recuperar estos saldos, razón por la cual no se ha registrado reserva alguna.
- k.* *Devolución de impuestos de DEN.* DEN genera saldos mensuales a favor del IVA que solicita en devolución. Recientemente, la Autoridad Fiscal ha denegado la devolución del IVA, que asciende a \$1,943 (\$40,000 pesos mexicanos). La Compañía inició un procedimiento legal. Es importante mencionar que bajo la opinión de la Compañía y su Asesor legal, existen suficientes argumentos legales para recuperar estos montos.
- l.* *Tramo Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas.* En junio de 2014, IEnova y una familia de terceros acordaron celebrar un contrato de servidumbre de paso voluntario para la construcción y operación de un tramo de siete millas del segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas de 314 millas del gasoducto de Sonora en la propiedad de la familia a cambio de una contraprestación en efectivo de \$200 (3.25 millones de pesos mexicanos). Debido a que dos de los

copropietarios de la propiedad de la familia eran menores de edad, se requería una autorización judicial para que los copropietarios pudieran gravar la propiedad con una servidumbre, y acordamos celebrar un contrato de servidumbre promisorio. Una vez emitida la autorización judicial, la familia se negó a ejecutar el acuerdo de servidumbre definitivo argumentando que IEnova había pagado una cantidad significativamente mayor a un vecino y, en 2015, presentó una demanda exigiendo la nulidad del acuerdo de servidumbre promisorio. En septiembre de 2021, se dictó una sentencia definitiva e inapelable en la que se declaraba la nulidad del contrato de servidumbre promisorio y se ordenaba la remoción de la tubería de la propiedad de la familia. IEnova interpuso una acción judicial especial solicitando a un tribunal civil que reconozca la existencia de la servidumbre y determine la contraprestación que debe recibir la familia a cambio de la servidumbre. El hecho de no suspender esta sentencia en espera de la resolución de la acción judicial especial prevista por IEnova o de no prevalecer en la preservación de la servidumbre en la acción judicial especial podría requerir que modifiquen la ruta del gasoducto lo que podría tener un efecto adverso importante en el negocio, en los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de caja y/o las perspectivas de IEnova.

37. Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas

a. *Aplicación de IFRS o IAS nuevas y revisadas que son obligatorias para el año en curso.*

En el periodo, la Compañía implementó una serie de IFRS nuevas y modificadas a las IFRSs, emitidas por el IASB las cuales son obligatorias y entraron en vigor a partir de los ejercicios que iniciaron en o después del 1 de enero de 2021.

Impacto inicial de la aplicación de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia (Enmienda a la IRS 9, IAS 39, y la IFRS 7).

En el año previo, la Entidad adoptó la Fase 1 de las enmiendas de la *Reforma de la tasa de interés de referencia: Enmiendas a la IFRS 9/IAS 39 e IFRS 7*. Estas enmiendas modifican específicamente los requerimientos de la contabilidad de coberturas para permitir que las mismas, continúen por las afectaciones a las coberturas durante un periodo de incertidumbre antes de que las partidas cubiertas o los instrumentos de cobertura sean modificados como un resultado de la reforma por la tasa interés de referencia.

En el año en curso, la Entidad adoptó la Fase 2 de las enmiendas de la *Reforma de la tasa de interés de referencia - Enmiendas a la IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16*. Adoptar estas modificaciones permite que la Entidad refleje los efectos de la transición de la tasa Interbank Offered Rate (IBOR) a una tasa de interés de referencia (también conocida como “tasa libre de riesgo” o RFR) sin generar un impacto que podría producir información que no sea útil para los usuarios de los estados financieros. La Entidad no ha reformulado el periodo previo. En cambio, las enmiendas han sido aplicadas retrospectivamente con cualquier ajuste reconocido en los componentes de capital apropiados al 1 de enero de 2021.

Ambas enmiendas Fases 1 y 2 son relevantes para el Grupo, ya que aplica contabilidad de coberturas a su exposición por tasa de interés de referencia, y en el año en curso se han hecho modificaciones a algunas como respuesta a la reforma (pero no a todas) de instrumentos financieros derivados y no derivados que vencen en 2021 (la fecha en la cual se espera que sea implementada esta reforma).

Los detalles de los instrumentos financieros derivados y no derivados afectados por la reforma de las tasas de interés de referencia junto con un resumen de las acciones tomadas por la Entidad para manejar los riesgos a dicha reforma y los impactos contables, incluyendo el impacto en la contabilidad de coberturas, aparece en la nota 23 Instrumentos Financieros.

Las modificaciones son relevantes para los siguientes tipos de relaciones de cobertura y de instrumentos financieros de la Entidad, todos se extienden más allá de 2021, la fecha en la cual se espera se implemente dicha reforma:

- Coberturas de Valor razonable donde LIBOR se vincula con derivados y son designados como coberturas de valor razonable para las tasas fijas de deuda con respecto al componente de riesgo GBP LIBOR
- Coberturas de Flujo de Efectivo donde IBOR se vincula con los derivados designados como coberturas de Flujo de Efectivo de IBOR relacionados con los préstamos bancarios; y
- Letras de cambio y pasivos por arrendamiento que se referencian con LIBOR y son sujetas a la reforma por tasa de interés de referencia.

La aplicación de las modificaciones impacta la contabilidad de la Entidad de la siguiente forma:

- La Entidad ha emitido deuda denominada a una tasa variable, su valor razonable se cubre usando la tasa fija con swaps de tasa LIBOR. Las modificaciones permiten la continuidad de la contabilidad de cobertura incluso si en el futuro la tasa de referencia, LIBOR, no pueda ser identificable por separado y existiera incertidumbre acerca del reemplazo de las tasas libres variables, incluyendo los swaps de tasas de interés. Sin embargo, esto no se extiende al requerimiento de que los componentes de riesgo por tasas de interés deban continuarse midiendo confiablemente. Si el componente de riesgo no se puede medir confiablemente, la relación contable se discontinuará.

Para esas entidades que aplíquenlos requerimientos de la IAS 39 en la contabilidad de coberturas, el siguiente párrafo será relevante.

- La Entidad no discontinuará la contabilidad de coberturas, considerando que en forma retrospectiva la eficacia de la cobertura y cae fuera del rango del 80-125% y la relación de cobertura está sujeta a la tasa libre de referencia. Para los que no los que no estén sujetos a la reforma de tasas de referencia la Entidad continua con la suspensión de la contabilidad de coberturas si la eficacia retrospectiva esta fuera del rango del 80-125%.

La Entidad continuará aplicando las modificaciones de la Fase 1 de la IFRS 9/IAS 39 hasta que termine la incertidumbre que surge por la reforma de tasas de referencia con respecto al tiempo y el monto de los flujos de efectivo subyacentes a los cuales está expuesta la Entidad. La Entidad espera que la incertidumbre continúe hasta que sus contratos que tienen de referencia a una IBOR se modifiquen a una fecha específica en la cual las tasas de referencia serán reemplazadas y la base de los flujos de efectivo de las tasas de referencia alternativas sean determinadas incluyendo cualquier spread fijo.

Como resultado de las modificaciones de la Fase 2:

- Cuando los términos contractuales de los préstamos de la Entidad sean modificados, como una consecuencia directa de la reforma de tasas de referencia y la nueva base para determinar los flujos de efectivo contractuales es equivalente a la base inmediata que precede el cambio, la Entidad cambiará la base para determinar los flujos de efectivo contractuales prospectivamente revisando la tasa de interés efectiva. Si se realizan cambios adicionales, que no sean directamente relacionados a la reforma, se aplican los requerimientos de la IFRS 9 a otras modificaciones. Ver la nota 22 para mayor detalle respecto a los cambios realizados a la tasa LIBOR ligada a los préstamos bancarios.
- Cuando un arrendamiento es modificado como consecuencia de la reforma de tasa de referencia y la nueva base para determinar los pagos de arrendamiento son económicamente equivalentes a la base previa, la Entidad remide el pasivo por arrendamiento para reflejar el pago de arrendamiento descontado, usando una tasa de descuento revisada que refleja el cambio en la base para determinar los flujos de efectivo contractuales.
- Cuando se realizan los cambios en los instrumentos de cobertura, las partidas y el riesgo cubiertos como resultado de la reforma de tasas de referencia, la Entidad actualiza la documentación de la cobertura sin discontinuar la relación de la cobertura y, en caso de

una cobertura de flujos de efectivo, la cantidad acumulada en la reserva de la cobertura de flujos de efectivo se consideran con base en SONIA.

- Para la Entidad el valor razonable de las coberturas de una tasa de interés de referencia no contractual, en transición a la tasa de referencia alternativa, si esa tasa de riesgo no puede ser identificada por separado a la fecha de la designación, se considerará que ha cumplido con la separación identificable a la fecha de designación, si la Entidad espera razonablemente que el término del componente específico de la tasa de interés sea dentro de un periodo de 24 meses a partir de la fecha en la cual se designa la tasa de referencia alternativa, independientemente del término por el cual se determinó esa cobertura. El periodo de 24 meses aplica en una base de tasa por tasa.

Impacto inicial por las Concesiones aplicadas a las Rentas bajo IFRS 16 debido a temas relacionados con COVID-19 después del 30 de junio de 2021, enmienda a la IFRS 16

En el año anterior, la Entidad adoptó anticipadamente *Concesiones aplicadas a las Rentas bajo IFRS 16 debido a temas relacionados con COVID-19 (enmienda a la IFRS 16)* que provee recursos prácticos para la contabilidad de las concesiones para los arrendatarios como una consecuencia directa del COVID-19, introduciendo un expediente práctico a la IFRS 16.

En marzo de 2021, el IASB emitió *Concesiones de Renta relacionadas a COVID-19 después del 30 de junio de 2021 (enmienda a la IFRS 16)*. Cuando el IASB publicó las modificaciones a la IFRS 16 en mayo de 2020, se le permitió al arrendador aplicar el expediente práctico de la concesión de rentas para cualquier reducción en el pago de arrendamientos afectando los pagos originales antes o al 30 de junio de 2021. Debido a la naturaleza de la pandemia por COVID-19, la modificación extendía un expediente práctico para aplicar esos pagos originales antes o al 30 de junio de 2022.

El expediente práctico permite que un arrendatario elija no evaluar si una renta relacionada por COVID-19 es una modificación al arrendamiento. Un arrendatario que hace esta elección deberá contabilizar cualquier cambio en los pagos de renta resultantes de la concesión de rentas relacionadas a COVID-19 aplicando la IFRS 16 como si el cambio no fuera una modificación al arrendamiento.

El expediente práctico aplica solo a las concesiones de renta que ocurren por consecuencia directa relacionada a COVID-19 y solo si las siguientes condiciones se cumplen:

- a. El cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una consideración que sea sustancialmente la misma, o menor que, la consideración del arrendamiento inmediatamente anterior al cambio.
- b. Cualquier reducción en los pagos de arrendamiento solo afecta a los pagos debidos en o antes del 30 de junio de 2022 (una concesión de renta cumple esta condición si resulta en una reducción de pagos antes del 30 de junio de 2022 o incrementa los pagos de arrendamiento que se extienden más allá del 30 de junio de 2022); y
- c. No hay un cambio sustantivo en alguna otra cláusula o condición del arrendamiento.

Esta modificación no tuvo impacto en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

b. IFRS nuevas y revisadas emitidas aún no vigentes

En la fecha de autorización de estos estados financieros consolidados, la Compañía no ha aplicado las siguientes Normas IFRS nuevas y modificadas que se han emitido pero que aún no están vigentes. La Compañía adoptara las Normas nuevas y modificadas e interpretaciones, si son aplicables y cuando sean efectivas:

IFRS 10 e IAS 28 (modificaciones)	Venta o contribución de activos entre un Pendiente inversionista y su asociada o negocio conjunto
Modificaciones a IAS 1	Clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. 1 de enero de 2023

Modificaciones a la IAS 8	Definición de las estimaciones contables	1 de enero de 2023
Modificaciones a IAS 1 y Documento de práctica de las IFRS 2	Revelación de las políticas contables.	1 de enero de 2023
Modificaciones a la IAS 12	Impuestos diferidos relacionados a los activos y pasivos que surgen de una sola transacción.	1 de enero de 2023
Modificaciones a IFRS 3	Referencias al marco conceptual	1 de enero de 2022
Modificaciones a IAS 16	Propiedad, Planta y Equipo - antes de ser utilizados	1 de enero de 2022
Modificaciones a IAS 37	Contratos onerosos - costos de cumplir con un contrato	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a IFRS ciclo del 2018 - 2020	Modificaciones a IFRS 1 Primera adopción de las Normas Internacionales de Información financiera, IFRS 9 Instrumentos Financieros, IFRS 16 Arrendamientos y la IAS 41 Agricultura	1 de enero de 2022

La Administración no espera que la adopción de los estándares antes mencionados tenga un impacto importante en los estados financieros consolidados de la Compañía en períodos futuros.

38. Eventos posteriores a la fecha de reporte

38.1. *Emisión de Notas Senior por \$400,000 por parte de SIP*

El 11 de enero de 2022, IEnova anunció la emisión inaugural de \$400,000 de Notas Senior con una tasa de 3.250% con vencimiento en 2032.

SIP tiene la intención de utilizar los recursos netos de la oferta para fines corporativos generales, lo cual podría incluir el repago de deuda. Se espera que esta oferta refuerce el Estado de Posición Financiera de IEnova (a través de SIP) y aumente la flexibilidad financiera de la compañía para continuar invirtiendo en los sistemas energéticos del futuro.

Las Notas Senior fueron ofrecidas y vendidas a través de una oferta privada dirigida a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de América de conformidad con la Regla 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, reformada (la "Ley de Valores"). Las Notas Senior no se registraron bajo la Ley de Valores o las leyes de valores de ningún estado u otras jurisdicciones, y las Senior Notes no podrán ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos de América sin registro bajo la Ley de Valores o una exención de registro de la misma.

38.2. *Pagos y disposiciones de líneas de crédito*

El 31 de Enero de 2022, la Compañía realizó un pago de \$38,000 más intereses a su línea no comprometida de capital de trabajo con Scotiabank, resultando como saldo disponible a esa fecha \$100,000.

El mismo día la Compañía realizó un pago de \$42,000 a la línea comprometida revolvente bilateral con BNS, resultando como saldo pendiente de pago a esa fecha de \$308,000.

El 02 de febrero de 2022, la Compañía dispuso \$42,000 de su línea comprometida revolvente bilateral con BNS, resultando como saldo pendiente de pago a esa fecha de \$350,000.

El 28 de febrero de 2022, la Compañía realizó un pago de \$57,000 a la línea comprometida revolvente bilateral con BNS, resultando como saldo pendiente de pago a esa fecha de \$293,000.

El 02 de marzo de 2022, la Compañía dispuso \$40,000 de su línea comprometida revolvente bilateral con BNS, resultando como saldo pendiente de pago a esa fecha de \$333,000.

El 31 de marzo de 2022, la Compañía realizó un pago de \$399,000 a la línea comprometida revolvente sindicada con SBMC más intereses y otros costos accesorios, a esa fecha la línea se encuentra totalmente disponible con una capacidad de 1,500,000.

El 31 de marzo de 2022, la Compañía dispuso \$17,000 de su línea comprometida revolving bilateral con BNS. El mismo día la Compañía realizó un pago de \$85,000 a la línea comprometida revolving bilateral con BNS, resultando como saldo pendiente de pago a esa fecha de \$265,000.

El 31 de marzo de 2022, la Compañía dispuso \$100,000 de su línea no comprometida de capital de trabajo con BNS con un vencimiento al 27 de septiembre de 2022, con una tasa de interés aplicable de LIBOR mensual más 52 PBS.

El 4 de abril de 2022, la Compañía dispuso \$40,000 de su línea comprometida revolving bilateral con BNS, con una tasa de interés aplicable de LIBOR trimestral más 54 PBS.

El 18 de abril de 2022, la Compañía dispuso \$20,000 de su línea comprometida revolving bilateral con BNS, con una tasa de interés aplicable de LIBOR trimestral más 54 PBS.

38.3. *La Comisión Federal de Electricidad y Sempra Infraestructura firman acuerdo de entendimiento para el desarrollo de proyectos trascendentes para el suministro de gas natural*

El 31 de enero de 2022 La CFE, y Sempra Infraestructura, firmaron un Acuerdo de Entendimiento no vinculante ("MOU" por sus siglas en inglés) para el desarrollo de importantes proyectos, como lo son Vista Pacífico LNG, que será una terminal de licuefacción de Gas Natural en Topolobampo, Sinaloa, una terminal de regasificación de gas natural licuado en La Paz, Baja California Sur, así como la reanudación de la operación del gasoducto Guaymas - El Oro.

El desarrollo de la terminal de licuefacción permitirá a la CFE aprovechar los excedentes de gas natural y capacidad de transporte desde las cuencas de Texas hasta Topolobampo a fin de incrementar el suministro del combustible a las centrales de generación de la CFE en Baja California Sur, en apego al compromiso del Presidente de México de suministrar al estado con electricidad de bajo costo y combustibles menos contaminantes y más amigables con el medio ambiente, promoviendo el crecimiento y desarrollo económico en la región, además de fortalecer la presencia de CFE en mercados globales de gas natural licuado.

El MOU también contempla la reanudación de la operación del gasoducto Guaymas – El Oro, en el estado de Sonora, a través de una propuesta de nueva ruta que deriva del entendimiento mutuo entre la comunidad Yaqui y la CFE, privilegiando el diálogo y el respeto. Con esta nueva ruta, la CFE podrá abastecer de gas natural a mercados industriales, comerciales y residenciales de los estados del Pacífico Mexicano, Baja California Sur, así como a la terminal de licuefacción de Topolobampo.

38.4. *Parque eólico Energía Sierra Juárez Fase II inicia operaciones*

El primer trimestre 2022, IEnova anunció que la Fase II de su parque eólico ESJ ubicado en Tecate, Baja California, inició operaciones. ESJ, el primer proyecto transfronterizo de energía renovable entre México y Estados Unidos con cero emisiones de carbono al mercado eléctrico de California.

38.5. *Distribución y pago de dividendos*

El 8 de febrero de 2022, mediante sesión del Consejo de Administración, se aprobó la distribución y pago de dividendos parciales por \$369. Dicho pago se efectuó el 16 de febrero de 2022. Los dividendos no han sido reconocidos como pasivos y no tienen consecuencias fiscales.

38.6. *Calificación crediticia de IEnova*

El 9 de marzo del 2022, la Compañía informó que Fitch aumentó la calificación crediticia de IEnova a BBB+ desde BBB así como la de sus Senior Notes. La perspectiva se mantiene estable.

38.7. *Contrato de refinanciación con IMG*

El 15 de marzo de 2022, IEnova suscribió un contrato de préstamo modificado y actualizado (el Acuerdo) del contrato de préstamo firmado originalmente en abril de 2021 con IMG, dicho Acuerdo tenía por objeto modificar, actualizar y reperfilear el monto de capital existente de los préstamos revolventes por un monto de \$625,628 en virtud de un contrato de línea de crédito revolvente de fecha 21 de abril de 2017, modificado el 6 de diciembre de 2017. La fecha de vencimiento de este Contrato es el 15 de marzo de 2023. El monto principal no pagado y pendiente de pago devengará intereses, hasta la fecha del reembolso total del monto principal, SOFR vigente el primer día del período de interés aplicable a dicho préstamo más 180 puntos básicos.

38.8. *Préstamo de SIP*

El 29 y 30 de marzo de 2022, IEnova obtuvo préstamos por \$200,000 y \$100,000, respectivamente, de Sempra Infrastructure Partners, LP ("Préstamos"). La fecha de vencimiento de estos Préstamos es el 31 de marzo de 2023. IEnova se compromete a pagar intereses sobre el monto de capital pendiente de pago de los Préstamos desde la fecha en que se realice cada Préstamo hasta que dicho monto de capital sea pagado en su totalidad a una tasa anual de 2.00%.

38.9. *Conflicto Ucrania – Rusia*

A la fecha de la emisión de estos Estados Financieros Consolidados, el conflicto entre Ucrania y Rusia no ha tenido un impacto material en nuestros resultados consolidados de operación, posición financiera consolidada y flujos de efectivo correspondientes; sin embargo, continuaremos monitoreando los riesgos asociados que puedan alterar las operaciones ordinarias de la Compañía y podrían tener un efecto adverso importante en la situación financiera, los resultados de operación, y los flujos de efectivo consolidados de la Compañía.

Riesgos Geopolíticos, tal como el conflicto en Ucrania, pueden afectar negativamente a la Compañía al incrementar riesgos relacionados con amenazas de seguridad cibernética, generar costos legales y de otro tipo significativos, o resultar en la cancelación de ciertos contratos clave, o bien afectar negativamente de otra manera nuestras relaciones con clientes, proveedores o socios a largo plazo, y podría afectar negativamente la confiabilidad de los ingresos de los proyectos aplicables y las perspectivas de cualquier proyecto de desarrollo implicado.

39. Autorización de la emisión de los Estados Financieros Consolidados

Los Estados Financieros Consolidados fueron aprobados y autorizados para su emisión por Roberto Rubio Macías, Vicepresidente de Contraloría, Titular de Finanzas en México el 25 de abril de 2022.

40. Principales oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
Ciudad de México, México.

* * * * *

Los suscritos, Tania Ortiz Mena López Negrete, Roberto Rubio Macías y René Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra Infraestructura en México, Vicepresidente de Contraloría y Vicepresidente Sr. y Abogado General, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. ("**IENOVA**"), en cumplimiento de lo dispuesto en la fracción I, inciso (a) del artículo 33 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores (la "**Circular Única**"), adjunto al presente los estados financieros anuales correspondientes al año 2021.

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a IENOVA contenida en los presentes estados financieros anuales, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en estos estados financieros o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

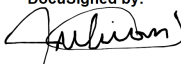
Ciudad de México a 29 de abril de 2022

A t e n t a m e n t e,

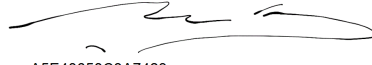
DocuSigned by:

675E2B4B067B46A...

Tania Ortiz Mena López Negrete
Presidente del grupo, Energías Limpias e Infraestructura Energética de Sempra
Infraestructura en México¹

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Vicepresidente de Contraloría
Titular de Finanzas en México²

DocuSigned by:

A5E48658C3A7423...

René Buentello Carbonell
Vicepresidente Sr. y Abogado General
Titular Jurídico en México³

¹ Ejerce las funciones de Directora General.

² Ejerce las funciones de Director de Finanzas.

³ Ejerce las funciones de Director Jurídico.



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

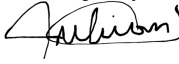
Ciudad de México a 29 abril de 2022.

COMISIÓN NACIONAL BANCARIA Y DE VALORES

Vicepresidencia de Supervisión Bursátil
Dirección General Adjunta de Vigilancia de Emisoras
Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte, Piso 7,
Col. Guadalupe Inn, C.P. 01020, Ciudad de México, México.

En términos del artículo 32 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") que Contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (las "Disposiciones" o la "CUAE"), en nuestro carácter de Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas y Vicepresidente de Contraloría, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y subsidiarias, ("IEnova"), manifestamos que en relación con los estados financieros consolidados con cifras al 31 de diciembre de 2021, los suscritos manifestamos:

- I. Que hemos revisado la información presentada en los Estados Financieros Consolidados Básicos dictaminados a que hacen referencia las Disposiciones.
- II. Que los Estados Financieros Básicos dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no han omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados.
- III. Que los Estados Financieros Básicos dictaminados y la información adicional a estos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de IEnova.
- IV. Que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante.
- V. Que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con IEnova, su controladora, subsidiarias, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto.
- VI. Que hemos revelado al Despacho denominado Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C., al Auditor Externo Independiente y al Comisario de la Sociedad, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera.
- VII. Que hemos revelado al Despacho denominado Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C., al Auditor Externo Independiente y al Comisario de la Sociedad, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de nuestro conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.

DocuSigned by:

50ABE0D90400437...

Roberto Rubio Macías
Vicepresidente de Contraloría

**Infraestructura Energética
Nova, S. A. P. I. de C. V. y
Subsidiarias**

Declaración del auditor externo
independiente



DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO INDEPENDIENTE CONFORME AL ARTÍCULO 37 DE LAS DISPOSICIONES

Al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. y Subsidiarias.

En los términos del Artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de los estados financieros consolidados al y por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. (la "Emisora") y Subsidiarias, declaro lo siguiente:

- I. La que suscribe declara que cumple con los requisitos señalados en los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, según lo manifiesto en el Documento de Declaración anexo, así como que soy licenciado en contaduría y finanzas con título expedido por la Secretaría de Educación Pública, con certificado emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. número 15319 expedido el 16 de junio de 2018. Asimismo, cuento con número de Registro 18536 en la Administración General de Auditoría Fiscal Federal ("AGAFF") del Servicio de Administración Tributaria ("SAT") expedido el 30 de octubre de 2015. Por otra parte, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C. (el "Despacho") cuenta con número de registro 7433 en la AGAFF del SAT.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión de mi Informe de Auditoría Externa de fecha 25 de abril de 2022, así como de las fechas de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el Artículo 15 de las Disposiciones, cumplimos con los requisitos a que se refieren los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los Artículos 6, 9 y 10, en relación con el Artículo 14 de las Disposiciones.
- III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones.

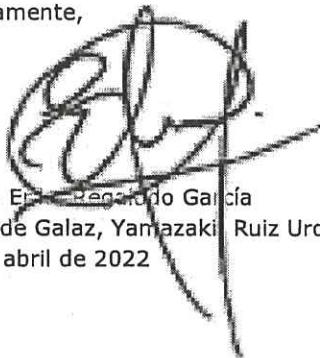
Informo que he realizado la auditoría de los estados financieros consolidados básicos de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias por 3 años; asimismo el despacho en el que laboro "Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C." ha prestado durante 25 años los servicios de auditoría externa.

Mediante este documento, manifiesto mi consentimiento expreso para proporcionar a la Comisión la información que esa nos requiera a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos mencionados.



Asimismo, me obligo a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos mencionados en este manifiesto, físicamente o través de imágenes en formato digital, en medio ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría de Estados Financieros Consolidados Básicos de la Emisora al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Atentamente,



C.P.C. E. Regalado García
Socia de Galaz, Yamazaki Ruiz Urquiza, S.C.
25 de abril de 2022



Declaración del Auditor Externo Independiente a Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias

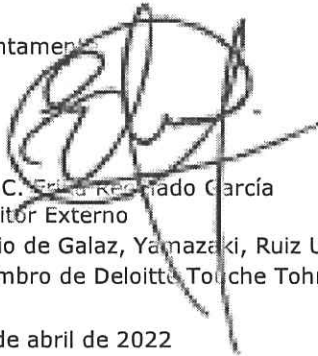
En los términos de los Artículos 4 y 5 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo independiente de los estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de Infraestructura Energética Nova, S. A. P. I. de C. V. y Subsidiarias (la "Emisora") manifiesto lo siguiente:

- Soy Socia del despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz, Urquiza S.C. (el "Despacho"), desde el año 2014.
- Cuento con el registro vigente expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria número 18536 y con la cédula como licenciado en contaduría y finanzas emitido por la Secretaría de Educación Pública 3000919 expedido el 20 de diciembre de 1999.
- Cuento con la experiencia profesional necesaria para desarrollar labores de auditoría externa en los términos de la fracción III del Artículo 4 de las Disposiciones.
- Soy independiente en términos del Artículo 6, Capítulo II de las Disposiciones.
- No he sido expulsada ni estoy suspendida de mis derechos como miembro de la asociación profesional a la que pertenezco.
- No he sido ni estoy condenada por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal.
- No estoy inhabilitada para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil sin que haya sido rehabilitada.
- No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que se requiera para fungir como Auditor Externo Independiente, por causas imputables a mí y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe.
- No he sido ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Emisora o de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- No tengo litigio alguno pendiente con la Emisora o, en su caso, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el Artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el Artículo 12 de las Disposiciones. En el **Anexo B**, se incluye manifestación firmada por el Director General del Despacho, dirigida a la Comisión Técnica de Calidad del Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., sobre el cumplimiento con lo dispuesto en la Norma Internacional de Control de Calidad 1 "Control de calidad en las firmas de auditoría que realizan auditorías y revisiones de estados financieros básicos, así como otros encargos que proporcionan un grado de seguridad y servicios relacionados" emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento de la Federación Internacional de Contadores.
- Manifiesto, asimismo, que se ha asignado un socio de revisión de la calidad del compromiso en los términos ("EQCR") de la Norma Internacional de Control de Calidad 1 y la Norma Internacional de Auditoría 220 "Control de calidad de la auditoría de estados financieros", de conformidad con los Artículos 9 y 10 de las Disposiciones.
- El Despacho cuenta con una política actualizada para el archivo de papeles de trabajo de auditoría.
- Yo y el equipo del compromiso cumplimos con las normas profesionales y los requisitos de calidad aplicables y contamos con la capacidad técnica para el desarrollo del trabajo al que hacen referencia las disposiciones aplicables.



- El contenido del Informe de Auditoría Externa y de otros comunicados y opiniones señalados en el Artículo 15 de las Disposiciones, son responsabilidad del Despacho.
- En el supuesto que se identifiquen amenazas a la independencia o incumplimiento a las normas establecidas en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del Artículo 6 de las Disposiciones, éstas se documentarán en los papeles de trabajo de la auditoría.
- No tengo impedimento para participar en labores de auditoría externa para esta Emisora respecto a los años de servicio permitidos.
- No tengo inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora. Así mismo he obtenido confirmación de los socios involucrados en la auditoría y del equipo de auditoría, que ni ellos ni sus cónyuges, concubinas, concubenarios o dependientes económicos mantienen inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora.

Atentamen



C.P.C. Ricardo García
Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

25 de abril de 2022

* * * * *





Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

18 abril de 2022.

A la Asamblea General Ordinaria Anual de Accionistas de INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA NOVA, S.A.P.I. DE C.V.

Estimados señores:

El suscrito, en mi carácter de Comisario y en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 166 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, las facultades delegadas por el Consejo de Administración, las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que Contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("**CUAE**") y los estatutos sociales de INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA NOVA, S.A.P.I. DE C.V. (la "**Sociedad**"), a continuación me permito rendir ante ustedes mi informe anual y opinión sobre la veracidad, suficiencia y razonabilidad de la información financiera que ha presentado a ustedes el H. Consejo de Administración, en relación con la marcha de la Sociedad por el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021.

Durante dicho ejercicio social obtuve de la administración de la Sociedad y/o del socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C. ("**Deloitte**") (el "**Auditor Externo**"), la información sobre las operaciones, documentación y registros que juzgué necesaria y/o conveniente revisar.

En mi opinión, las políticas y criterios contables y de información seguidos por la Sociedad para preparar la información financiera son adecuados y suficientes; y han sido aplicados consistentemente en la información presentada por la administración durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera.

Como consecuencia de lo anterior, considero que la información presentada por la administración refleja de forma veraz y suficiente la situación financiera y los resultados de la Sociedad en el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021.

Asimismo, en relación con los servicios de auditoría externa, en este acto recomiendo al Consejo de Administración de la Sociedad: (i) aprobar los reportes del Auditor Externo de la Sociedad respecto del ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021, (ii) aprobar el reporte del Auditor Externo respecto del cumplimiento de las obligaciones en relación con la Sociedad previstas en la CUAE por el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021, (iii) aprobar la evaluación del desempeño satisfactorio del Auditor Externo por los servicios prestados en el año 2021, (iv) aprobar la ratificación del Auditor Externo y de Deloitte como despacho de auditoría externa de la Sociedad para el año 2022, (v) en relación con la CUAE y las políticas de la Sociedad, aprobar la contratación de los servicios adicionales distintos a los de auditoría externa de estados financieros básicos que se detallan en el **Anexo "A"** del presente informe, (vi) aprobar la propuesta de honorarios de Deloitte por los servicios de auditoría externa para el año 2022, así como para los servicios adicionales antes mencionados, (vii) aprobar los estados financieros, estados de resultados consolidados y balance general del ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2021, y (viii) aprobar el plan de auditoría para el año 2022.



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

Atentamente,

DocuSigned by:


8421BE9A5232402

Aaron Dychter Poltolarek
Comisario

Anexo "A"

Servicios Adicionales Distintos a los de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos

- Servicios relacionados con ofertas públicas de Valores en México o en el extranjero.
- Asesoría en la respuesta a reguladores en México o en el extranjero respecto a comentarios sobre los estados financieros emitidos.
- Preparación de comunicaciones en su carácter de Auditor Externo como respuesta a requerimientos de reguladores relacionados a su rol como Auditor Externo.
- Atención a reuniones solicitadas por reguladores en su carácter de Auditor Externo.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría solicitados por los diferentes reguladores o por requerimientos particulares de la Compañía.
- Servicios de atestiguamiento o de auditoría relacionados con el cumplimiento de leyes, regulaciones o requeridos por acuerdos contractuales.
- Auditorías o revisiones especiales de control interno.
- Asesoría en la documentación de procesos del control interno, incluyendo la documentación de flujogramas, narrativas, matrices de riesgo y de control de las actividades diseñadas y realizadas por las compañías. En ningún momento este trabajo podrá incluir el diseño o implementación de alguna actividad de control interno, ni recomendaciones de mejora sobre los mismos.
- Asesoría en relación con investigaciones de presuntos actos fraudulentos.
- Emisión de informes sobre el resultado de procedimientos previamente acordados.
- Revisión de cumplimiento sobre aspectos fiscales (revisión de declaraciones anuales, pagos provisionales, etc.).
- Servicios de precios de transferencia para fines fiscales.
- Auditorías en materias de seguridad social, INFONAVIT y contribuciones locales y las aplicables en otros países.
- Auditorías o revisiones de cuentas contables o aspectos específicos, tales como derivados, impuestos diferidos, entre otras.
- Revisiones trimestrales para la emisión de informes de revisión limitada.
- Auditorías de balances generales iniciales de compañías adquiridas.
- Emisión de dictámenes fiscales.
- Impartición de cursos en temas contables, fiscales, control interno, riesgos, entre otros.
- Todos aquellos servicios relacionados al de auditoría externa de estados financieros siempre y cuando no comprometa la independencia del auditor externo ni genere conflicto de intereses.
- Asesoría en general sobre disposiciones fiscales.
- Auditorías de compra o *due dilligence*.
- Diagnósticos, revisiones especiales y servicios de asesoramiento sobre aspectos de controles generales de sistemas, *cyber-security*, *disaster recovery* plan, seguridad en general y continuidad del negocio.



Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24
Col. Juárez, Delegación Cuauhtémoc
06600 Ciudad de México
Tel. (55) 9138-0100
www.ienova.com.mx

- Servicios de asesoramiento en materias de riesgos y regulación.
- Asesoría en temas de gobierno corporativo.
- Servicios de asesoría en temas contables.

Análisis de brechas entre los controles diseñados y el marco de control interno de COSO.

18 de febrero de 2020

February 18, 2020

Al Consejo de Administración de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

Estimados Consejeros:

Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores ("LMV") y la sección II.3 de los Estatutos del Comité de Auditoría de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la "Sociedad" o "IEnova") en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría de la Sociedad (el "Comité"), me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual de las operaciones y actividades llevadas a cabo por el Comité durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2020.

Durante el ejercicio social del año 2020, el Comité mantuvo reuniones periódicas, en adición a las sesiones formales, con directivos relevantes, el socio de Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza, S.C. ("Deloitte") (el "Auditor Externo"), así como reuniones mensuales con el auditor interno de la Sociedad, para escuchar opiniones y comentar las mejoras y las tendencias internacionales de la industria, así como mejores prácticas contables y de gobierno corporativo. Dicho lo anterior, el Comité sesionó formalmente el 17 de febrero, 20 de abril, 20 de julio, 5 de octubre, 19 de octubre y 4 de noviembre del 2020.

A lo largo del año 2020 y considerando el entorno prevaleciente de la pandemia, el deterioro de la actividad económica y nuevas medidas regulatorias planteadas por el Gobierno Federal de México, entre las prioridades asumidas por el Comité de Auditoría, cabe destacar las siguientes: a) fortalecer la función de Auditoría Interna; b) supervisión de la auditoría externa; c) profundizar en la identificación de riesgos así como su monitoreo para su mitigación eficiente; e) el seguimiento de los temas fiscales; f) vigilar la liquidez, balance general y métricas de crédito de la Sociedad; y g) dar el seguimiento a la implementación de SAP, entre otros temas.

Los principales acuerdos adoptados por el Comité, así como las opiniones favorables sobre los temas recomendados al Consejo de Administración de la Sociedad (el "Consejo"), en las sesiones celebradas durante el ejercicio social de año 2020, fueron las siguientes:

1. Aprobar los reportes del Auditor Externo respecto del cuarto trimestre del año 2019, el año completo año 2019 y los tres primeros trimestres del año 2020, en los cuales el Auditor Externo concluyó que en los Estados Financieros de IEnova no se había encontrado nada relevante que llamara su atención o que lo hicieran

To the Board of Directors of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

Dear Board Members:

Pursuant to Article 43 of the Mexican Stock Market Law ("LMV") and section II.3 of the Bylaws of the Audit Committee of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the "Company" or "IEnova"), in my capacity as Chairman of the Audit Committee of the Company (the "Committee"), I deemed to render, on behalf of the Committee, the annual report of the operations and activities performed by the Committee during the fiscal year ended on December 31, 2020.

During the 2020 fiscal year, the Committee held periodic meetings, in addition to the formal sessions, with relevant officers, the partner of Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza, S.C. ("Deloitte") (the "External Auditor") as well as monthly meetings with the internal auditor of the Company, in order to get his opinion and to discuss the improvements and the international trends of the industry, as well as the best accounting practices and of corporate governance; Said the above, the Committee held formal sessions on February 18th, April 20th, July 20th, October 5th, October 19th and November 4th, 2020.

During the year 2020, and considering the prevailing environment of the pandemic, the deterioration of economic activity and new regulatory measures proposed by the Federal Government of Mexico, the following issue stand out among the priorities assumed by the Audit Committee: a) strengthen the Internal Audit function, b) supervision of external auditing, c) take a closer look at the identification of risks, as well as their monitoring for their efficient mitigation, d) follow up on fiscal issues, e) oversee the Company's liquidity, the balance sheet and credit metrics, and f) follow up on the implementation of SAP, among other issues.

The main agreements adopted by the Committee, as well as the favorable opinions on the matters recommended to the Board of Directors (the "Board") in the meetings held during the 2020 fiscal year, were the following:


1. Approve the External Auditor's reports on the fourth quarter of the year 2019, the complete fiscal year 2019 and the three first quarters of the year 2020, in which the External Auditor concluded that IEnova's Financial Statements did not contain anything relevant to alert his lead them to conclude that the consolidated financial

concluir que los estados financieros consolidados no reflejaran, de manera congruente la situación financiera de IEnova, conforme a las normas de auditoría externa IAS34 (*Interim Financial Reporting*); asimismo y en función de la auscultación realizada, el Comité confirmó la independencia del Auditor Externo.

2. Aprobar el reporte del Auditor Externo respecto al cumplimiento de las obligaciones en relación con IEnova durante el año 2019 y hasta el tercer trimestre del año 2020, previstas en las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que Contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (“CUAE”).
3. Se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación de la evaluación del desempeño satisfactorio del Auditor Externo por los servicios prestados en el año 2019, así como su ratificación como despacho de auditoría externa para el año 2020.
4. El Auditor Externo informó al Comité el nombre y perfil de los miembros del equipo que llevaría a cabo la auditoría de IEnova, así como el plan y calendario de la auditoría externa durante el año 2020.
5. Se dio seguimiento al reporte de honorarios aprobados respecto a los servicios adicionales realizados por el Auditor Externo durante el año 2019 y hasta el tercer trimestre del año 2020.
6. Se aprobó la propuesta de honorarios por los servicios de auditoría externa para el año 2020, así como la actualización de los servicios y honorarios por los servicios adicionales de auditoría externa para el año 2020, de conformidad con la política aprobada por el Consejo en el año 2019. Algunos de los servicios adicionales de auditoría externa que se prestaron en el año 2020 fueron los siguientes:
 - a) La emisión de la reestructuración de los estados financieros consolidados del año 2019 bajo las reglas Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRS”), incluyendo la presentación de los nuevos segmentos; y
 - b) La revisión del prospecto de colocación o *Offering Memorandum*, la emisión del *Comfort Letter* para emitir deuda en mercados internacionales bajo la regulación 144 A Reg S.

statements did not reflect congruently the financial situation of IEnova, pursuant to the Interim Financial Reporting Standard IAS34. Likewise, and based on the monitoring carried out, the Committee confirmed the independence of the External Auditor.

2. Approve the External Auditor's report on IEnova's compliance with its obligations during fiscal year 2019 and through the third quarter of the year 2020, as provided in the General Provisions Applicable to Entities Supervised by the National Banking and Securities Commission that Retain External Basic Financial Statements Auditing Services (“CUAE”).
3. The Favorable Opinion was issued to recommend that the Board approve the evaluation of the satisfactory performance of the External Editor for the services rendered in fiscal year 2019, as well as its ratification as the External Auditor for the year 2020.
4. The External Auditor informed the Committee of the names and profiles of the team members who would conduct the audit of IEnova, as well as the external audit plan and calendar for the year 2020.
5. Follow-up was given to the fee report approved for the additional services performed by the External Auditor during fiscal year 2019 through the third quarter of the year 2020.
6. The fee proposal for the external auditing services for fiscal year 2020 was approved, as well as the update of the services and fees for the additional external auditing services for fiscal year 2020, in accordance with the policy approved by the Board in 2019. Some of the additional external audit services rendered in fiscal year 2020 were the following:
 - a) The issue of the restructure of the year 2019 consolidated financial statements pursuant to the International Financial Reporting Standards (“IFRS”) rules, including the presentation of the new segments; and
 - b) The review of the Offering Memorandum placement prospectus and the issue of the Comfort Letter to issue debt on international markets under the 144 A Reg S regulation.

DS


7. Se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación de los estados financieros, estados de resultados consolidados y balance general del ejercicio social 2019, del cuarto trimestre del año 2019 y los tres primeros trimestres del año 2020 conforme a las IFRS.
8. Se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación de los comunicados de prensa correspondientes a los resultados financieros del cuarto trimestre del año 2019 y de los tres primeros trimestres del año 2020.
9. Se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación del Análisis y Discusión de la Administración (“MD&A” por sus siglas en inglés) correspondientes a los resultados financieros del cuarto trimestre del año 2019 y de los tres primeros trimestres del año 2020.
10. En relación con los reportes del auditor interno de IEnova, para la correcta aprobación de los mismos, respecto del último trimestre del año 2019 y los primeros tres trimestres del año 2020, el Comité dio seguimiento puntual a los temas siguientes:
- a) al cumplimiento de las obligaciones de la Sociedad con fundamento en la CUAE;
- b) a la estrategia de auditoría interna y su cumplimiento;
- c) el cumplimiento, avance y cierre de las auditorías que formaban parte del plan anual, así como a los hallazgos; y
- d) a los reportes recibidos en la línea de ética, los cuales se pudieron investigar y cerrar satisfactoriamente.
- Como conclusión adicional a los reportes antes mencionados, el auditor interno señaló que la vigilancia y clarificación de los requerimientos de control eran los principales puntos por considerar, para reducir la frecuencia de hallazgos.
11. Se aprobó el plan de auditoría para el año 2021.
12. El Comité, después de un proceso de entrevistas y consultas, estuvo de acuerdo en nombrar en Octubre del 2020 a la Sra. Abigail Uribe como auditor interno de la Sociedad, derivado de la renuncia del Sr. Jimmy Zadigue.
7. The favorable opinion was issued to recommend that the Board approve the financial statements, the consolidated statements of income and the balance sheet of fiscal year 2019, the fourth quarter of the year 2019 and the first three quarters of the year 2020, pursuant to the IFRS.
8. The favorable opinion was issued to recommend that the Board approve the press releases on the financial results of the fourth quarter of the year 2019 and of the first three quarters of the year 2020.
9. The favorable opinion was issued to recommend that the Board approve the Management Discussion and Analysis (“MD&A”) of the financial results of the fourth quarter of the year 2019 and of the first three quarters of the year 2020
10. In relation to the correct application of IEnova’s Internal Auditor’s reports, regarding the last quarter of the year 2019 and the first three quarters of the year 2020, the Committee promptly followed up on the following issues:
- a) the compliance of the Company’s CUAE obligations;
- b) the internal auditing strategy and its compliance;
- c) the compliance, progress and closure of the audits included in the annual plan, as well as of the findings; and
- d) the reports received through the Ethics Line, which were investigated and closed satisfactorily.
- As an additional conclusion to the aforementioned reports, the Internal Auditor mentioned that the oversight and clarification of the control requirements were the main points to consider in order to reduce the frequency of findings.
11. The audit plan for the year 2021 was approved.
12. The Committee, after an interview process and inquiries agreed to appoint Mrs. Abigail Uribe as the Company’s Internal Auditor in October 2020, as a result of Mr. Jimmy Zadigue’s resignation.

13. El Comité aprobó el cambio en la forma de reportar los negocios de IEnova a 4 (cuatro) segmentos: a) gas (distribución, transporte y comercialización); b) energía (renovables y termoeléctrica); c) almacenamiento (gas natural licuado, productos refinados; y d) corporativo.
14. El Comité emitió su opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación de los financiamientos siguientes:
- Crédito otorgado por la cantidad total de US\$541 millones por el *International Finance Corporation* (“IFC”), por el North American Development Bank (“NADBANK”), por la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (“JICA”) y por el *U.S. International Development Finance Corporation* (“DFC”) por 15 (quince) años. La suma de estos financiamientos es muy relevante por un lado, por el tipo de instituciones de las que se trata y por el otro, porque contribuye a la estrategia defensiva de la Sociedad para conservar la liquidez y para mejorar el perfil de madurez de la deuda de IEnova.
 - La migración de la línea de crédito de Scotiabank México al The Bank of Nova Scotia (Canadá) por la cantidad de US\$100 millones.
 - La renovación de la línea de crédito de IEnova con Sempra Energy por la cantidad de US\$320 millones por 2 (dos) años adicionales hasta agosto del año 2022.
 - La emisión de deuda en mercados internacionales bajo la regulación 144 A Reg S por US\$800 millones, a una tasa de 4.75%, con vencimiento en el año 2051 para usos corporativos como pago de líneas de crédito o deuda a corto plazo. Esta emisión de deuda tiene particular relevancia por los términos y condiciones logrados y por haberse concretado en un año caracterizado por la pandemia y circunstancias económicas adversas.
 - El Crédito por la cantidad de US\$660 millones, por 5 (cinco) años con diversos bancos, para financiar la participación de IEnova en el proyecto de ECA Licuefacción fase 1, así como las garantías relacionadas con el crédito.
15. Se emitió la opinión favorable para la aprobación del plan financiero de cinco años 2020-2024 y las métricas de crédito de IEnova.
13. The Committee approved the manner in which IEnova’s businesses are reported in 4 (four) segments: a) gas (distribution, transportation and sales), b) power (renewable and thermoelectric, c) storage (liquefied natural gas and refined products, and d) corporate.
14. The Committee issued its favorable opinion to recommend that the Board approve the following financing arrangements:
- Credit granted in the total amount of US\$541 million by the International Finance Corporation (“IFC”), by the North American Development Bank (“NADBANK”), by the Japan International Cooperation Agency (“JICA”) and by the U.S. International Development Finance Corporation (“DFC”) for 15 (fifteen) years. The sum of these financings is very relevant on the one hand, due to the kind of institutions involved and, on the other, because it contributes to the defensive strategy of the Company to preserve liquidity and to improve IEnova's debt maturity profile.
 - The migration of the Scotiabank México line of credit to The Bank of Nova Scotia (Canada) in the amount of US\$100 million.
 - The renewal of IEnova’s line of credit with Sempra Energy in the amount of US\$320 million for 2 (two) additional years through August 2022.
 - The issue of debt in international markets under the 144 A Reg S regulation for US\$ 800 million, at a rate of 4.75% due in 2051, for corporate uses such as payment of lines of credit or short-term debt. This debt issuance has such particular relevance due to the terms and conditions accomplished and for its execution in a year characterized by the pandemic and the adverse economic circumstances.
 - The credit up to the amount of \$660 million, for 5 (five) years with several banks, to finance the share of IEnova in ECA Liquefaction Phase 1 project, as well as the guarantees related to the loan.
15. The favorable opinion was issued for the approval of the 2020-2024 five-year financial plan and the IEnova credit metrics.

16. Se emitió la opinión favorable para que el Consejo aprobara el fondo de recompra de acciones hasta por US\$500 millones, sujeto a la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril del 2020.
17. El Comité fue informado y dio seguimiento a la implementación del SAP; hasta octubre del año 2020 se reportaron 19 (diecinueve) módulos en operación de un total de 23 (veintitrés) módulos.
18. El Comité fue informado y dio seguimiento a los juicios fiscales que se reportaron durante el cuarto trimestre del año 2019 y los tres primeros trimestres del año 2020, derivados de auditorías realizadas por el Sistema de Administración Tributaria (“SAT”) y otros derivadas de reformas a la legislación fiscal; en este sentido, se aprobaron las medidas tomadas para cada uno de los juicios fiscales. De igual manera, el Comité recomendó un seguimiento puntual sobre los diversos temas fiscales ante la política vigente en la materia.
19. Se aprobó la modificación del Anexo A de la Política para la Adquisición y Colocación de Acciones Propias con Base en las cuales se proyecta Instruir la Compra y Colocación de dichas Acciones para incluir la posición del funcionario que aprueba (Director general, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas y Abogado General) y ejecuta (Contralor y Tesorero) las órdenes de compra y venta de acciones de IEnova.
20. El Comité en diversas sesiones fue informado respecto de los riesgos más relevantes de la Sociedad los cuales tomaron relevancia derivado de la contingencia sanitaria del año 2020. En este sentido, el Comité celebró una sesión extraordinaria, el 5 de octubre del 2020, exclusivamente para discutir los riesgos de IEnova concluyendo que los riesgos deberían estar catalogados en 3 (tres) grupos de prioridad: a) AAA (riesgos extraordinarios), b) AA (riesgos temporales), y c) A (riegos ordinarios). Asimismo, el Comité acordó que al menos en cada sesión del Comité y Consejo se revisaran los riesgos y su actualización.
21. Después de un intenso proceso de revisión, se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación de la actualización de los estatutos del Comité.
22. Se aprobó el plan de trabajo del Comité para el año 2020.
23. Se aprobó el Calendario de sesiones del Comité para el año 2021.
16. The favorable opinion was issued for the Board to approve the Share Buyback Fund up to the amount of US\$500 million, subject to the approval of the Ordinary General Stockholders' Meeting held on April 30, 2020.
17. The Committee was informed of and followed up on the implementation of SAP; until October 2020, 19 (nineteen) modules were reported in operation from a total of 23 (twenty-three) modules.
18. The Committee was informed of and followed up on the fiscal litigation proceedings that were reported in the fourth quarter of the year 2019 and the first three quarters of the year 2020, resulting from the audits performed by the Tax Administration System (“SAT”) and other derived from the reforms to the fiscal legislation. Likewise, the Committee recommended a punctual follow up to the tax matters considering the current politics regarding these matters.
19. The modification of Annex A of the Share Acquisition and Buyback Policy based on which it is projected to instruct the Acquisition and Placement of IEnova's shares to include the position of the executive who approves and places the sale and purchase orders of IEnova shares. In the same way, the Committee recommended a specific follow-up to the various tax matters considering the current policy on the matter.
20. In various meetings, the Committee was informed of the Company's most relevant risks, which took the maximum relevance due to the health contingency of the year 2020. In this sense, the Committee held an extraordinary meeting on October 5th, 2020, with the sole purpose of discussing IEnova's risks and concluding that the risks must be catalogued into 3 (three) priority groups: A (extraordinary risks), AA (temporary risks) and AAA (ordinary risks). The Committee also agreed that at least in each Committee and Board meeting the risk matters should be reviewed and updated.
21. After an intense review process, the favorable opinion was issued to recommend that the Board approve the update of the Committee's Bylaws.
22. The Committee's work plan for the year 2020 was approved.
23. The Committee's meeting calendar for the year 2021 was approved.

24. Se emitió la opinión favorable para recomendar al Consejo la aprobación del reporte anual de actividades del Comité del año 2019.

Se informa al Consejo que durante el ejercicio social del año 2020 no hubo observaciones respecto del desempeño de los directivos relevantes de la Sociedad, ni se otorgaron dispensas por el Consejo en términos de lo establecido en el artículo 28, fracción III, inciso f) de la LMV.

Finalmente, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría, en representación de dicho órgano, reitero a ustedes nuestro compromiso para llevar a cabo nuestras funciones en materia de auditoría de manera diligente, en beneficio de una operación transparente y sustentable de la Sociedad, en términos de las disposiciones legales aplicables.

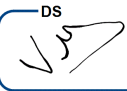
Este informe ha sido aprobado por unanimidad de los miembros del Comité.

24. The favorable opinion was issued to recommend that the Board approve the annual reports of the Committee's activities in the year 2019.

It is hereby informed to the Board that, during the year 2020 fiscal year there were no observations regarding the performance of the senior management of the Company, and no waivers were granted by the Board under the terms of Article 28, paragraph III, subparagraph f) of the LMV.

Finally, in my capacity as Chairman of the Audit Committee, on behalf of such Committee, I hereby reiterate our commitment to perform our audit duties diligently for the benefit of a transparent and sustainable operation of the Company, in terms of the applicable laws.

This report has been unanimously approved by the members of the Committee.



Atentamente / Sincerely

DocuSigned by:



8421BF9A5232402...

Aarón Dychter Poltolarek

Presidente del Comité de Auditoría / Chairman of the Audit Committee
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

18 de febrero de 2020

February 18, 2020

Al Consejo de Administración de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

To the Board of Directors of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

Estimados Consejeros:

Dear Board Members:

Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores (“LMV”) y el artículo IV.1 de los estatutos del Comité de Auditoría de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la “Sociedad”) y sus subsidiarias (“Grupo IEnova”), en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría de la Sociedad (el “Comité”), me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual de las operaciones y actividades llevadas a cabo por del Comité durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2019.

Pursuant to Article 43 of the Mexican Stock Market Law (“LMV”) and Article IV.1 of the Bylaws of the Audit Committee of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the “Company”) and its subsidiaries (“IEnova Group”), in my capacity as Chairman of the Audit Committee of the Company (the “Committee”), I deemed to render, on behalf of the Committee, the annual report of the operations and activities performed by the Committee during the fiscal year ended on December 31, 2019.

Durante el ejercicio social 2019, el Comité mantuvo reuniones periódicas, en adición a las sesiones formales, con directivos relevantes, el auditor externo y el auditor interno de la Sociedad, para comentar las mejoras y las tendencias internacionales de la industria, así como mejores prácticas contables y de gobierno corporativo; después de haber escuchado las opiniones de las personas mencionadas, el Comité sesionó formalmente el 17 de febrero de 2019, el 29 de abril de 2019, el 22 de julio de 2019 y el 21 de octubre de 2019.

During the 2019 fiscal year, the Committee held periodic meetings, in addition to the formal sessions, with relevant officers, the external auditor and the internal auditor of the Company, in order to discuss the improvements and the international trends of the industry, as well as the best accounting practices and of corporate governance; after hearing the opinions of the above people, the Committee held formal sessions on February 17, 2019, April 29, 2019, July 22, 2019 and October 21, 2019.

A lo largo de 2019, entre las prioridades asumidas por el Comité de Auditoría, cabe destacar las siguientes: i) fortalecer la función de Auditoría Interna y para lo cual se planteó con la administración la conveniencia de establecer un área específica encabezada por un profesional con la experiencia necesaria; ii) profundizar en el seguimiento de los temas fiscales, previendo los cambios implementados por parte del Gobierno Federal; iii) establecer un esquema de comunicación y coordinación con la contraparte de Sempra, a fin compartir experiencias y hallazgos; iv) procurar la atención debida y sistemática al tema de la administración de riesgos de la compañía; y, v) dar el seguimiento respecto de la instalación e implementación de SAP, considerando sus particulares complejidades.

During 2019, among the priorities assumed by the Audit Committee, it is worthwhile to point out the following: i) strengthen of the Internal Audit function and for which was proposed with the management of the Company the convenience of establishing a specific department leaded by a professional with the necessary experience; ii) deepen the follow up of the tax matters, foreseeing the changes implemented by the Federal Government; iii) establish a communication and coordination scheme with the Sempra counterpart, in order to share experiences and findings; iv) seek due and systematic attention to the company's risk management matter; and v) follow up the installation and implementation of SAP, considering its particular complexities.

Los principales acuerdos adoptados por el Comité, así como las opiniones favorables sobre los temas recomendados al Consejo de Administración de la Sociedad (el “Consejo”), en las sesiones celebradas durante el ejercicio social de 2019, fueron las siguientes:

- i) Conocer y recomendar al Consejo la aprobación del nombramiento de la Sra. Erika Regalado como el socio responsable de la auditoría externa del Grupo IEnova (el “Auditor Externo”), en representación de la firma Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza S.C. como firma de auditoría externa (“Deloitte”), a partir de febrero 2019 por los próximos cinco años; así como los honorarios profesionales de Deloitte para el año 2019, ya que se determinó que tanto el Auditor Externo como Deloitte llevaron a cabo sus funciones de manera adecuada.
- ii) Aprobar los informes de actividades del Auditor Externo presentados al término de los tres primeros trimestres del 2019 e inclusive del cuarto trimestre de 2018, en los cuales el Auditor Externo concluyó que los Estados Financieros del Grupo IEnova presentaban su posición financiera conforme a las normas de auditoría externa en cumplimiento con la “Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos” (“CUAE” o “Circular Única de Auditores Externos”).
- iii) El Auditor Externo informó al Comité el nombre y perfil de los miembros del equipo de trabajo que estaría llevando a cabo las auditorías del Grupo IEnova.
- iv) Se presentó a Comité la política de la Sociedad sobre la contratación de los despachos de auditoría externa, incluyendo los servicios considerados como preautorizados.
- v) Recomendar al Consejo la aprobación de los estados financieros, estados de resultados consolidados y balance general, conforme a las normas internacionales de información financiera (“IFRS”); asimismo, emitió la opinión favorable sobre los comunicados de prensa correspondientes a los resultados financieros de los tres primeros trimestres del 2019 e inclusive del cuarto trimestre del 2018, para ser presentados a la consideración del Consejo de Administración.

The main agreements adopted by the Committee, as well as the favorable opinions on the matters recommended to the Board of Directors (the “Board”) in the meetings held during the 2019 fiscal year, were the following:

- i) To meet and recommend to the Board the approval of the appointment of Ms. Erika Regalado as the partner responsible for the external audit of the IEnova Group (the “External Auditor”) on behalf of the firm Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., as external audit firm (“Deloitte”), as of February 2019 and for the next five years; as well as the professional fees of Deloitte for the year 2019, since it was determined that both the External Auditor and Deloitte performed their duties adequately.
- ii) To approve the activities reports of the External Auditor presented at the end of the first three quarters of 2019 and even of the fourth quarter of 2018, in which the External Auditor concluded that the Financial Statements of the IEnova Group presented its financial position in accordance with the external audit standards in compliance with the “General provisions applicable to entities and issuers supervised by the National Banking and Securities Commission that hire external audit services of basic financial statements (“CUAE” or “Circular Única de Auditores Externos”).
- iii) The External Auditor informed the Committee the name and profile of the team members who will be performing the audits of IEnova Group.
- iv) The Committee was informed about the Company’s policy regarding the hiring of the external audit firms, including the preauthorized services.
- v) To recommend to the Board the approval of the financial statements, consolidated income statements and balance sheet in accordance with international financial reporting standards (“IFRS”); likewise, issued a favorable opinion on the press releases corresponding to the financial results of the first three quarters of 2019 and even of the fourth quarter of 2018, to be presented for the consideration of the Board of Directors.

vi) El Comité estuvo de acuerdo en nombrar al Contador Público y *Certified Internal Auditor* Jimmy Zadigue como auditor interno de la Sociedad.

vii) Con el propósito de continuar con el fortalecimiento en el desempeño del Comité y hacer más eficaz su labor, se decidió que los proyectos de auditoría interna fueran conducidos en colaboración con los servicios de auditoría interna de Sempra, con el propósito de alinear metodologías, experiencias y criterios de los hallazgos de auditoría; adicionalmente, está buscando establecer un canal de comunicación eficiente, aprovechando la experiencia y recursos de Sempra.

viii) Aprobar los planes de auditoría interna para el 2020, así como el avance de las auditorías realizadas y sus hallazgos, los cuales se fueron resolviendo y concluyendo oportunamente conforme a las recomendaciones implementadas durante el ejercicio social 2019, ya que conforme a los hallazgos presentados estos no eran trascendentes.

ix) Se aprobaron los reportes presentados por el auditor interno, los cuales confirmaron que el sistema de control interno y la auditoría interna del Grupo IEnova funcionan de manera adecuada.

x) Conforme a la CUAE, las emisoras que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos se consideran servicios independientes ya que el Auditor Externo sólo emite recomendaciones a la Sociedad y ésta es quién toma las decisiones finales (los “Servicios Adicionales”); en este sentido, durante el ejercicio social 2019 se prestaron los Servicios Adicionales siguientes:

- Reportes de cumplimiento con el Servicio de Administración Tributaria.
- Proyectos financieros *Energizer y Thunder*.

xi) Con respecto a las denuncias recibidas por el Comité de Ética, no hubo ninguna relevante que requiriera atención especial o adicional al proceso determinado para la atención de las mismas; sin embargo, todos los casos de denuncia son presentados al Comité.

xii) Se revisó el proceso “Proceso de Compras hasta el Pago al Proveedor” respecto de todas las empresas del Grupo IEnova, así como el análisis de la revisión que realizó al respecto Pricewaterhouse

vi) The Committee agreed to appoint the Public Accountant and *Certified Internal Auditor* Jimmy Zadigue as internal auditor of the Company.

vii) In order to continue strengthening the Committee's performance and make its work more effective, it was decided that internal audit projects should be conducted in collaboration with Sempra's internal audit services, in order to align methodologies, experiences and criteria of the audit findings; additionally, is looking to establish an efficient communication channel, taking advantage of Sempra's experience and resources.

viii) To approve the internal audit plans for 2020, as well as the progress of the audits performed and their findings, which were resolved and concluded in accordance with the recommendations implemented during the 2019 fiscal year; since in accordance with the presented findings these were not transcendent.

ix) The reports submitted by the internal auditor were approved, which confirmed that the internal control system and the internal audit of the IEnova Group works properly.

x) In accordance with the CUAE, the issuers that hired external audit services of basic financial statements are considered independent services since the External Auditor only issues recommendations to the Company who takes the final decisions (the “Additional Services”); in this sense, during the 2019 fiscal year the following Additional Services were provided:

- Compliance reports with the Tax Administration Service.
- *Energizer and Thunder* financial projects.

xi) With respect to the complaints received by the Ethics Committee, there were no relevant complaints that required special or additional attention to the process determined for their attention; however, all complaints are presented to the Committee.

xii) It was reviewed the “Procure to Pay” process regarding all companies from IEnova Group, as well as the analysis of the review performed by Pricewaterhouse Cooper, and therefore the

Cooper, y por ello el Comité acordó reforzar el control interno sobre el proceso de pago.

xiii) Se revisaron las nuevas normas contables IFRS, sobre la contabilidad de los arrendamientos y sus efectos, vigentes desde inicios del 2019, y se hicieron las modificaciones pertinentes a las políticas contables de la Sociedad.

xiv) El Comité fue informado sobre los incentivos fiscales aplicables en el año 2019 y 2020 para las empresas con actividades en la zona fronteriza, los cuales prevén la reducción de una tercera parte del impuesto sobre la renta, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

xv) El Comité fue informado y dio seguimiento prioritario a los avances sobre la implementación del marco de Administración de Riesgos de la Sociedad, así como a las medidas de mitigación de riesgos correspondientes y recomendó de revisarlo al menos dos veces por año.

xvi) El Comité fue informado y dio seguimiento a la implementación del nuevo sistema *Enterprise Resource Planning*; el proveedor seleccionado fue SAP.

xvii) El Comité revisó y dio seguimiento a los contratos entre partes relacionadas aprobados previamente por el Comité y firmados en el cuarto trimestre de 2018 y durante los tres primeros trimestres del 2019; y aquellos contratos no relevantes firmados, fueron informados al Consejo. El Comité también fue informado sobre los pagos a otros créditos entre partes relacionadas. Como parte de esta temática, cabe destacar la revisión de más de veinte (20) contratos del Proyecto ECA-Licuefacción.

xviii) El Comité fue informado respecto del plan base de gastos de capital y de los financiamientos para 2019-2023 de la Sociedad bajo las normas IFRS y los parámetros crediticios y de deuda totales del plan mencionado.

xix) El Comité fue informado sobre la preparación del reporte anual de la Sociedad, el cual está obligada a presentarlo a la Bolsa Mexicana de Valores a más tardar el 30 de abril, cada año.

xx) El Comité fue informado sobre la actualización de diversos financiamientos, principalmente como los siguientes:

Committee agreed to strengthen internal control on the payment process.

xiii) It was reviewed the new IFRS accounting standards regarding the accounting of leases and their effects, into force from the beginning of 2019, and the pertinent amendments were made to the accounting policies of the Company.

xiv) The Committee was informed about the applicable tax incentives in 2019 and 2020 to the companies with activities in the border zone, which provide the reduction of the third part of the income tax, subject to the fulfilment of certain requirements.

xv) The Committee was informed, and priority followed up was given on the progress on the implementation of the Company's Risk Management framework, as well as to the corresponding risk mitigation measures and recommended to review it at least twice a year.

xvi) The Committee was informed and followed up on the implementation of the new *Enterprise Resource Planning* system; the appointed provider was SAP.

xvii) The Committee reviewed and followed up to the related parties' contracts previously approved by the Committee and signed in the fourth quarter of 2018 and during the first three quarters of 2019; and those not relevant contracts signed, were informed to the Board. The Committee was also informed of the payments to other related parties' loans. In this regard, it is important to point out the review of more than twenty contracts for the ECA-Licuefacción Project.

xviii) The Committee was informed about the capital expenditures base plan and the financing for 2019-2023 of the Company under IFRS standards and the total credit and debt parameters of the mentioned plan.

xix) The Committee was informed about the Company's annual report preparation, which is bound to filed before the Mexican Stock Exchange no later than April 30, every year.

xx) The Committee was informed about the updating of several financings, mainly such as the following:

- El crédito revolvente de capital de trabajo;
- El financiamiento del Ducto Marino; y
- La firma del crédito revolvente con *The Bank of Nova Scotia*, aprobado previamente por el Consejo en Septiembre de 2019.

xxi) Por otro lado, el Comité acordó recomendar al Consejo la aprobación de los financiamientos siguientes:

- La ampliación del financiamiento de Energía Sierra Juárez, S de R.L. de C.V. para la expansión de la fase II;
- El financiamiento de Los Ramones Norte;
- Los créditos con *International Finance Corporation* (“IFC”), *North American Development Bank* (“NADBANK”), *Japan International Cooperation Agency* (“JICA”) y *Overseas Private Investment Corporation* (“OPIC”).

xxii) Se aprobó el plan de trabajo y calendario del Comité para 2020.

Se informa al Consejo que durante el ejercicio social de 2019 no hubo observaciones respecto del desempeño de los directivos relevantes de la Sociedad, ni se otorgaron dispensas por el Consejo de Administración en términos de lo establecido en el artículo 28, fracción III, inciso f) de la LMV.

Finalmente, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría, en representación de dicho órgano, reitero a ustedes nuestro compromiso para llevar a cabo nuestras funciones en materia de auditoría en beneficio de una operación transparente y sustentable de la Sociedad, en términos de las disposiciones legales aplicables.

Este informe ha sido aprobado por unanimidad de los miembros del Comité.

- The revolving loan of working capital;
- The financing of the Marine Pipeline; and
- The signing of the revolving loan with *The Bank of Nova Scotia*, previously approved by the Board on September 2019.

xxi) In the other hand, the Committee agreed to recommend to the Board the approval of the following financings:

- The extension of the Energía Sierra Juárez, S de R.L. de C.V. financing for the expansion of phase II;
- The financing of Los Ramones Norte;
- The loans with *International Finance Corporation* (“IFC”), *North American Development Bank* (“NADBANK”), *Japan International Cooperation Agency* (“JICA”) and *Overseas Private Investment Corporation* (“OPIC”).

xxii) The work plan and calendar of the Committee for 2020 was approved.

It is hereby informed to the Board that, during the 2019 fiscal year there were no observations regarding the performance of the senior management of the Company, and no waivers were granted by the Board of Directors under the terms of Article 28, paragraph III, subparagraph f) of the LMV.

Finally, in my capacity as Chairman of the Audit Committee, on behalf of such Committee, I hereby reiterate our commitment to perform our audit duties for the benefit of a transparent and sustainable operation of the Company, in terms of the applicable laws.

This report has been unanimously approved by the members of the Committee.

Atentamente / Sincerely

DocuSigned by:

Aaron Dychter Poltolarek

8421BF9A5232402...

Aarón Dychter Poltolarek

Presidente del Comité de Auditoría / President of the Audit Committee
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.