

[411000-AR] Datos generales - Reporte Anual

Reporte Anual:	Anexo N
Oferta pública restringida:	No
Tipo de instrumento:	Acciones,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.B. de C.V.

Paseo de la Reforma 342, Piso 24
Col. Juárez
Ciudad de México, 06600
www.ienova.com.mx

Serie [Eje]	serie
Especificación de las características de los títulos en circulación [Sinopsis]	
Clase	I
Serie	Única
Tipo	Ordinarias
Número de acciones	1,534,018,812
Bolsas donde están registrados	Bolsa Mexicana de Valores
Clave de pizarra de mercado origen	IENOVA
Tipo de operación	
Observaciones	

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:

2018

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 periodos 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.
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

Serie [Eje]	serie
Características de los títulos de deuda [Sinopsis]	
	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	Aa1.mx
Significado de la calificación	Calificación Moody's a la emisión: "Aa1.mx", la cual demuestra una calidad de crédito muy 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) 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:

Hasta que los Certificados Bursátiles sean amortizados en su totalidad, el Emisor 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 del Emisor, y (ii) no tuviere lugar un caso de vencimiento anticipado bajo los Certificados Bursátiles como resultado de dicha fusión o consolidación.

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:.....	19
Factores de riesgo:.....	28
Otros Valores:	60
Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el registro:	61
Destino de los fondos, en su caso:.....	61
Documentos de carácter público:.....	61
[417000-N] La emisora.....	63
Historia y desarrollo de la emisora:.....	63
Descripción del negocio:	65
Actividad Principal:	66
Canales de distribución:	72
Patentes, licencias, marcas y otros contratos:.....	75
Principales clientes:.....	75
Legislación aplicable y situación tributaria:.....	76
Recursos humanos:	102
Desempeño ambiental:.....	103
Información de mercado:.....	104
Estructura corporativa:.....	130
Descripción de los principales activos:.....	133
Procesos judiciales, administrativos o arbitrales:	181
Acciones representativas del capital social:	183
Dividendos:.....	185

[424000-N] Información financiera	187
Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación:	193
Informe de créditos relevantes:	197
Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora:	204
Resultados de la operación:	210
Situación financiera, liquidez y recursos de capital:	216
Control Interno:	231
Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas:	232
[427000-N] Administración	237
Auditores externos de la administración:	237
Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés:	238
Información adicional administradores y accionistas:	245
Estatutos sociales y otros convenios:	260
[429000-N] Mercado de capitales.....	272
Estructura accionaria:	272
Comportamiento de la acción en el mercado de valores:	272
[432000-N] Anexos	280

[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	Significado
“Acciona”	Acciona Energía, S.A.
“Actis”	Actis LLP, entidad financiera dedicada a la gestión de activos, que a través de su subsidiaria Saavi Energía, mantiene un negocio conjunto con la Compañía.
“ASEA”	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
“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.
“Banobras”	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.
“Bancomext”	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.
“BBVA Bancomer”	BBVA Bancomer, S.A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer.
“bbl”	Barriles.
“BlackRock”	BlackRock, entidad financiera dedicada a la gestión de activos.
“Blackstone”	Blackstone Energy Partners.
“Bbld”	Barriles diarios.
“Bloomberg”	Bloomberg L.P.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“BP”	BP plc., y sus subsidiarias, anteriormente British Petroleum, es una compañía de energía, dedicada principalmente al petróleo y al gas natural.
“CAISO”	Por sus siglas en inglés, la Operadora del Sistema Independiente de California (<i>California Independent System Operator</i>).

“Carta de Crédito Standby”	En enero de 2018, la Compañía anunció la firma de un contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito standby, por un monto equivalente a USD\$1,000 millones, con el fin de homologar y hacer más eficiente el proceso para la emisión de cartas de crédito que son requeridas por entidades gubernamentales o terceros. El sindicato de bancos está formado por Banco Nacional de México, Sumitomo, BBVA Bancomer, Scotiabank Inverlat, Mizuho, BNP Paribas y Santander. Este contrato tendrá una vigencia de cinco años. Este contrato y las cartas de crédito emitidas bajo el mismo no constituyen deuda a cargo de la Compañía.
“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 es el Organismo Público Descentralizado, que tiene a su cargo el control operativo del sistema eléctrico nacional, la operación del mercado eléctrico mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución de energía eléctrica.
“CENAGAS”	El Centro Nacional de Control del Gas Natural es el Organismo Público Descentralizado gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en territorio nacional.
“CFE”	La empresa productiva del Estado, Comisión Federal de Electricidad, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios.
“Chevron”	Chevron Combustibles de México, S. de R.L. de C.V.
“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.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“COFECE”	Comisión Federal de Competencia Económica.
“Compañía”	Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., en conjunto con sus subsidiarias.

“Constitución Política”	La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“CRE”	Comisión Reguladora de Energía.
“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.
“Dólares” o “USD\$”	La moneda de curso legal en los Estados Unidos.
“Don Diego Solar”	Planta de energía solar de 125 MW _{ac} de capacidad que se encuentra en construcción 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.
“ECOGAS”	Ecogas México, S. de R.L. de C.V., el negocio de distribución de gas natural de la Compañía.
“Emisora”	Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.
“Energía Sierra Juárez” o “ESJ”	Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.; parque eólico de 155 MW, en sociedad al 50% con Actis y ubicado en el estado de Baja California. La segunda etapa del parque eólico está en construcción y tendrá una capacidad de 108 MW.
“Estación Gloria a Dios”	Estación de compresión de gas natural que cuenta con una potencia de 14,300 caballos de fuerza, está instalada en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el gasoducto Ciudad Juárez – Chihuahua, el cual es propiedad de CENAGAS, en la localidad Gloria a Dios, Chihuahua.
“Estación Naco”	Estación de compresión de gas natural que cuenta con una potencia de 14,340 caballos de fuerza 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 2018, 2017 y 2016, incluyendo las notas a los mismos.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Los 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 (<i>U.S. Federal Energy Regulatory Commission</i>).
“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 Aguaprieta”	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 Sonora y Sinaloa, con una capacidad de transporte de 510 mmpcd (5.3 mmthd) y una estación de compresión de 11,000 caballos de fuerza.
“Gasoducto Los Ramones I”	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 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.
“Gasoducto Los Ramones Norte”	Gasoducto en negocio conjunto con BlackRock, con aproximadamente 452 km de longitud, 42 pulgadas de diámetro, dos estaciones de compresión con una potencia conjunta de 123,000 caballos de fuerza y una capacidad de transporte de gas natural de 1,420 mmpcd (14.8 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.
“Gasoducto Ojinaga – El Encino”	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.

“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 32,500 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 400 mmpcd (4.2 mmthd), corre del Ejido de San 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 Pemex TRI, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua.
“Gasoducto San Fernando”	Gasoducto integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y que cuenta con una capacidad de transporte de gas natural de aproximadamente 1,460 mmpcd (15.2 mmthd). El gasoducto tiene dos estaciones de compresión con una potencia total de 95,670 caballos de fuerza. 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 46,000 caballos de fuerza. 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 770 mmpcd (8.0 mmthd). El gasoducto cuenta con dos secciones en el estado de Sonora, la sección Sásabe – Puerto Libertad consta de 220 km y la sección Puerto Libertad – Guaymas consta de 285 km.
“Gasoducto Sonora”	Sistema de transporte de gas natural integrado por aproximadamente 835 km de ductos con una capacidad de transporte de gas natural de 770 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; ambos se interconectan entre sí.
“Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan”	Gasoducto integrante del negocio conjunto con TransCanada con 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 TransCanada 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 8,000 caballos de fuerza.
“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.
“GNL” o “LNG”	Gas natural licuado.
“Gobierno Federal”	El Gobierno Federal de México.
“GW”	Giga-vatios.
“GWh”	Giga-vatios hora.
“IASB”	Por sus siglas en inglés, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (<i>International Accounting Standards Board</i>).
“IEnova”	Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., en conjunto con sus subsidiarias, o la Compañía.
“IEnova Marketing”	IEnova Marketing, S. de R.L. de C.V.
“IEnova Pipelines”	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.
“IFRS”	Por sus siglas en inglés, las Normas Internacionales de Información Financiera (<i>International Financial Reporting Standards</i>) 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 TransCanada con participación del 60%.
“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.
“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”	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.
“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.
“m”	Metros cúbicos.
“Marathon”	Marathon Petroleum Corporation y subsidiarias, es una compañía de refinación, comercialización y transporte de petróleo.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“Mbd”	Miles de barriles diarios.
“Midstream”	Actividades de transporte, almacenamiento y comercialización al por mayor.
“Mitsui”	Mitsui & Co., Ltd.
“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.
“MW _{AC} ”	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.
“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 TRI”	Pemex Transformación Industrial, la empresa productiva del Estado subsidiaria de PEMEX, dedicada a la refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
“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 Ambiente.
“POC”	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 (<i>U.S. Public Utility Holding Company Act of 2005</i>).
“Ramal Empalme”	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, donde se conecta con el Gasoducto Sonora.

“Red Nacional de Ductos”	Totalidad de ductos, ya sea propiedad de privados o públicos, existentes en territorio nacional.
“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.
“Reglamento del Título III de la LH”	Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicado el 31 de octubre de 2014 en el Diario Oficial de la Federación.
“Reporte”	Significa el presente Reporte Anual 2018.
“Rumorosa Solar”	Proyecto de energía solar, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de aproximadamente 41 MW _{ac} y estará ubicado 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”	San Diego Gas & Electric Company, una filial de Sempra Energy.
“SEH”	Sempra Energy Holdings XI B.V., una subsidiaria de Sempra.
“SEMARNAT”	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
“Sempra Energy”	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 International”	Una afiliada de Sempra Energy, constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.

“Sempra Natural Gas”	Sempra LNG International, LLC; una división operativa de negocios de Sempra Energy.
“Sempra Services Company”	Sempra Services Company, S. de R.L. de C.V.
“SENER”	Secretaría de Energía.
“Senior Notes” o “Bonos Internacionales”	En diciembre de 2017, la Compañía concluyó exitosamente la 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.
“SGPM”	Sempra Gas & Power Marketing, LLC.
“Shell”	Shell México Gas Natural, S. de R.L. de C.V.
“SISTRANGAS” o “SNG”	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.
“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 sigla 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 subsidiarias de BlackRock.
“TAG Pipelines”	TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V., se refiere a una subsidiaria de PEMEX.
“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”	Proyecto de energía solar, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de aproximadamente 100 MW _{ac} y estará ubicado en el estado de Aguascalientes. El proyecto Tepezalá Solar se desarrollará en asociación entre la Compañía y Trina Solar. Trina Solar mantendrá una participación minoritaria del 10%.
“Terminal de Baja Refinados”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Baja California, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 1,000,000 bl.

“Terminal de Gas LP de Guadalajara”	Una terminal de almacenamiento de gas licuado de petróleo con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) de Gas LP y ubicada en el estado de Jalisco.
“Terminal de GNL”	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 Manzanillo”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en el estado de Colima, actualmente en construcción y contará con una capacidad de 1,480,000 bl. El proyecto se desarrollará en asociación entre la Compañía y Trafigura.
“Terminal de Puebla”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Puebla, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 650,000 bl.
“Terminal de Topolobampo”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Sinaloa, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 1,000,000 bl.
“Terminal de Valle de México”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en el Valle de México, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 650,000 bl.
“Terminal de Veracruz”	Una terminal de almacenamiento de productos refinados ubicada en Veracruz, actualmente en construcción. El proyecto contará con una capacidad de 2,100,000 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 BlackRock.
“The Bank of Nova Scotia”	The Bank of Nova Scotia.
“TIE”	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.
“Tokyo Gas”	Tokyo Gas Co., Ltd.
“Total”	Total S.A.

“Trafigura”	Trafigura México, S.A. de C.V., empresa dedicada a la logística y comercio de materias primas con la cual la Compañía mantiene un negocio conjunto.
“Trina Solar”	Trina Solar Limited.
“UAIDA”	Utilidad antes de impuestos, gastos financieros netos, depreciación y amortización.
“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 es la primera empresa del sector privado dedicada a la infraestructura energética que cotiza en la BMV y en términos de participación de mercado, una de las compañías de energía del sector privado más grandes de México. 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 infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Los activos de la Compañía se encuentran distribuidos en dos segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural, GNL y Gas LP, compresión de gas natural, transporte de etano en fase líquida y gaseosa, distribución de gas natural y almacenamiento de productos refinados, estos últimos se encuentran en construcción; y (2) el segmento de electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica, de los cuales algunos se encuentran en desarrollo o construcción. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de un alto nivel crediticio.

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 los años concluidos el 31 de diciembre de 2017 y 2016, para reflejar los resultados financieros de la planta de generación de energía TDM bajo operaciones continuas. Véase nota 12 de los estados financieros auditados.

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 a mediados de la década de los noventa. Específicamente, esta reforma permitió la participación del sector privado en el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. En los últimos 22 años, la presencia de la Compañía como empresa líder en la inversión privada en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través del desarrollo de nuevos proyectos, como de crecimiento orgánico, adquisiciones y diversificación de cartera de clientes), habiendo invertido aproximadamente USD\$8.2 mil millones en obras de infraestructura de energía, incluyendo adquisiciones e inversiones a través de negocios conjuntos.

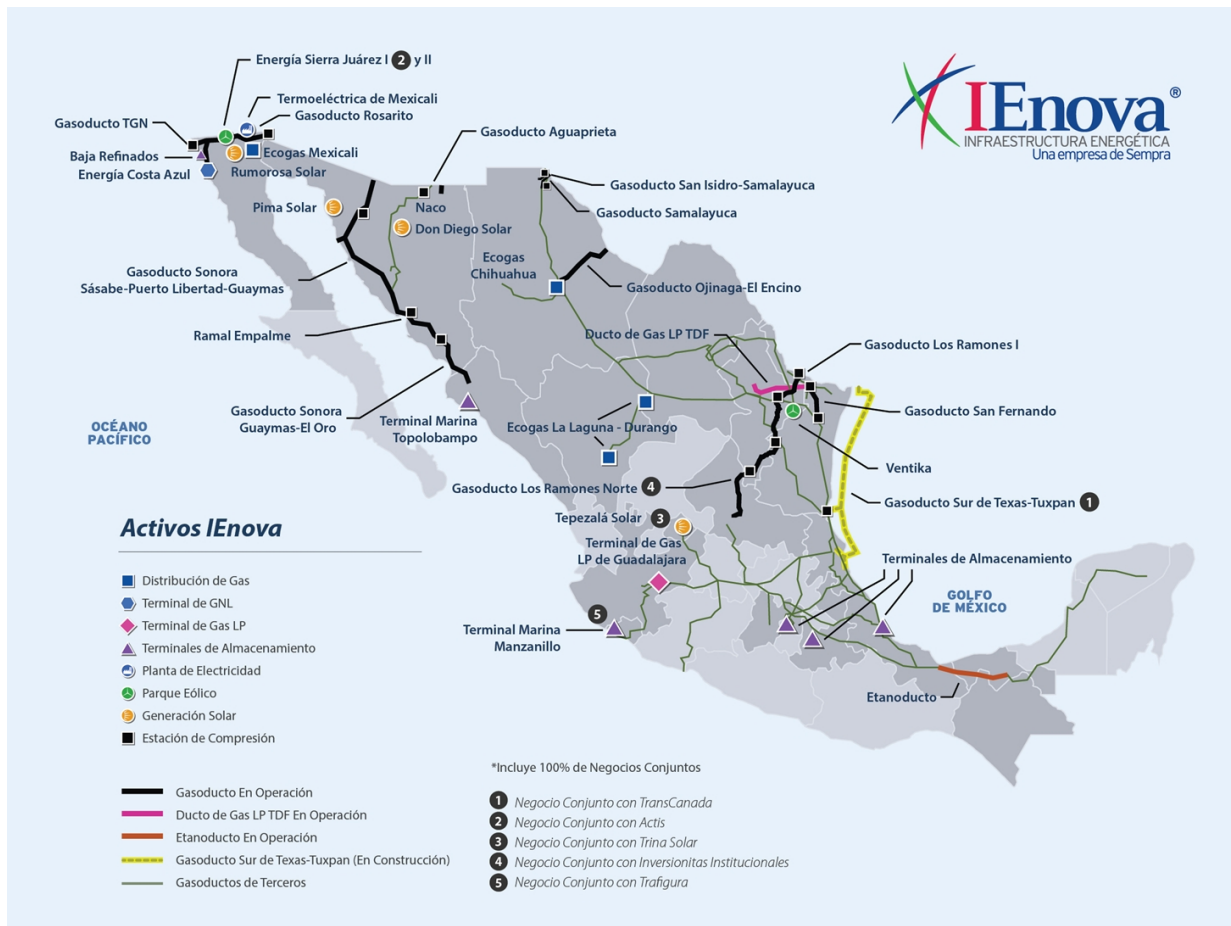
Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- 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 (que anteriormente no tenía acceso a los sistemas de gasoductos de México y los Estados Unidos);
- La Compañía era socia de Pemex TRI en IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, el primer negocio conjunto de infraestructura de gas en México, entre PEMEX y privados. El 27 de septiembre de 2016, la Compañía aumentó su participación indirecta en IEnova Pipelines del 50% al 100% mediante la adquisición del 50% restante en IEnova Pipelines por un monto de USD\$1,143.8 millones en efectivo, más los pasivos existentes por aproximadamente USD\$388 millones;
- La Compañía construyó la primera terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano;
- La Compañía está construyendo, mediante un negocio conjunto con TransCanada, el gasoducto marino denominado Sur de Texas - Tuxpan, un sistema de transporte de gas natural de aproximadamente 800 km de longitud con una capacidad de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una estación de compresión conforme al contrato de servicios de transporte de gas

natural celebrado con la CFE en junio de 2016, que se espera que inicie operaciones en el segundo trimestre de 2019, con una inversión de USD\$992 millones aproximadamente (participación de la Compañía);

- La Compañía anunció la firma de un contrato de suministro eléctrico por 20 años, de su empresa ESJ Renovable II, S. de R.L. de C.V. con la empresa DeAcero para suministrarle energía, CELs y capacidad generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. Pima Solar inició operaciones en el primer trimestre de 2019, cuenta con una capacidad de 110 MW_{ac} y con una inversión de USD\$115 millones;
- La Compañía resultó ganadora del concurso convocado por la Administración Portuaria Integral (API) de Veracruz para la construcción y operación de una terminal marina para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina, diésel y turbosina. La terminal será construida en el nuevo puerto de Veracruz, con una capacidad de aproximadamente 2.1 millones de barriles. Se espera que la terminal marina inicie operaciones entre el cuarto trimestre de 2019 y primer trimestre de 2020;
- La Compañía firmó un contrato con una subsidiaria de Valero respecto de la capacidad de la nueva terminal de almacenamiento en Veracruz y la capacidad de las terminales de Puebla y Valle de México. Estos contratos de productos refinados son de largo plazo, en base firme y denominados en Dólares. La inversión estimada es de USD\$440 millones para las terminales de Veracruz, Puebla y Valle de México. Se espera que las terminales terrestres inician operaciones entre el cuarto trimestre de 2019 y el primer trimestre de 2020;
- La Compañía ganó un concurso público para el desarrollo de una terminal marina de hidrocarburos organizado por la Administración Portuaria Integral (API) de Topolobampo en el estado de Sinaloa. La primera fase de la terminal tendrá una capacidad de aproximadamente un millón de barriles y una inversión estimada de USD\$150 millones. La terminal podría expandir su capacidad de almacenamiento de refinados y/o prestar servicios a otros productos como petroquímicos. Se espera el inicio de operaciones para el cuarto trimestre de 2020. En septiembre y octubre de 2018, IEnova anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, en la terminal de Topolobampo, Sinaloa, México. Los acuerdos permitirán a cada uno, Chevron y Marathon, utilizar aproximadamente el 50% de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal;
- La Compañía firmó dos contratos de largo plazo con relación a la terminal marina Baja Refinados, uno con Chevron y otro con BP para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina y diésel. De forma conjunta, estos contratos representan el 100% de la capacidad inicial de almacenamiento de la terminal de un millón de barriles, con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones, se espera que la terminal inicie operaciones comerciales durante el cuarto trimestre de 2020;
- La Compañía, anunció la firma de un contrato de largo plazo, denominado en dólares, con una subsidiaria de Trafigura por 740 mil barriles de capacidad de almacenamiento en una terminal marina de recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Manzanillo, Colima. Como parte de estos acuerdos, IEnova también completó la adquisición del 51% de la compañía cuya subsidiaria es propietaria de ciertos permisos y los terrenos donde, sujeto a la obtención de los permisos restantes y otras condiciones, se construirá la terminal. El proyecto contempla una inversión de aproximadamente USD\$200 millones de dólares y se espera que, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, inicie operaciones durante el cuarto trimestre de 2020;
- La Compañía anunció la firma de un contrato con Liverpool para la compraventa de energía eléctrica, que será generada en la planta de energía solar Don Diego. El proyecto tendrá 125 MW_{ac} y una inversión aproximada de USD\$130 millones; y
- La Compañía anunció la firma de contratos de largo plazo con Scotiabank y Autlán, dichos contratos son por un plazo de 15 años de compraventa de energía eléctrica, que será generada mediante el portafolio de proyectos de generación solar.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los principales activos de la Compañía, los cuales están divididos en el segmento de Gas y en el segmento de Electricidad:



Segmento Gas

Negocio de Ductos y Almacenamiento

- El negocio de ductos de la Compañía, desarrolla y opera sistemas para el recibo, transporte, compresión, almacenamiento y entrega de gas natural, etano y Gas LP en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Jalisco, 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 (incluyendo aproximadamente 800 km en construcción a diciembre de 2018) con capacidad acumulada de diseño para transporte de más de 16,501 mmpcd (171.6 mmthd);
 - Doce estaciones de compresión de gas natural en operación y tres en construcción con potencia total superior a 588,810 caballos de fuerza;
 - 190 km de gasoductos de Gas LP con capacidad de diseño para transporte de 34,000 Bbld (1.9 mmthd);
 - 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); y

- Una terminal de Gas LP con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) cerca de Guadalajara.
- Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Transportadora de Gas Natural de Baja California o TGN, Gasoducto Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro - Samalayuca, el Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los Ramones I, Ducto TDF, la Estación Gloria a Dios, la Terminal de Gas LP de Guadalajara, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan (que la Compañía espera inicie operaciones comerciales en el segundo trimestre de 2019).

Negocio de Gas Natural Licuado

La terminal de GNL “Energía Costa Azul”, que entró en operación en 2008, está ubicada en Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recibo de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe y almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para ser transportado hacia Baja California y los Estados Unidos. El negocio de GNL de la Compañía también compra GNL por cuenta propia, para su almacenamiento y 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 metros cúbicos o m³ (73.3 Mth) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 Mth); y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd) y una capacidad nominal de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd).

Negocio de Almacenamiento de Productos Refinados

El negocio de almacenamiento de productos refinados, desarrolla sistemas para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos, principalmente gasolina, diésel y turbosina en los estados de Baja California, Colima, Puebla, Sinaloa, Veracruz y Valle de México. Actualmente la Compañía cuenta con cuatro terminales marinas y dos terrestres en proceso de desarrollo o construcción, con una capacidad de almacenamiento de 6.9 millones de barriles, con capacidad de expansión.

Negocio de Distribución de Gas Natural

La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural denominado como 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 3,950 km, atiende actualmente a más de 122,000 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$1,059 millones, USD\$992 millones y USD\$651 millones, equivalentes al 77%, 81% y 85% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA Ajustada de aproximadamente USD\$716 millones, USD\$663 millones y USD\$481 millones, equivalentes al 82%, 87% y 95% del total de la UAIDA Ajustada total, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Los ingresos antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades de los negocios conjuntos, sin embargo, la UAIDA Ajustada del segmento Gas incluye la participación en la UAIDA Ajustada atribuible a 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 y en junio 2017 recibió de PROFEPA su último certificado de industria limpia por desempeño ambiental sobresaliente con vigencia de dos años. La planta está directamente interconectada a la red de la 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 posibles 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 los estados de Baja California y Nuevo León, estos parques tienen las siguientes características:

- Energía Sierra Juárez es un negocio conjunto con Actis, en el cual la Compañía mantiene una participación del 50%. En su etapa inicial, este activo consiste en 47 aerogeneradores con una capacidad total de 155 MW. El total de electricidad que genera la etapa inicial es adquirida por la afiliada de la Compañía en Estados Unidos, San Diego Gas & Electric Company mediante un contrato de compra de energía con una vigencia de 20 años. 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 ubicará en las cercanías de la primera etapa de Energía Sierra Juárez con una capacidad de 108 MW, la cual actualmente se encuentra en construcción y se estima una fecha de inicio de operación comercial durante el cuarto trimestre de 2020, con una inversión de aproximadamente USD\$150 millones.
- Ventika incluye dos parques eólicos adyacentes ubicados en el estado de Nuevo León, con 84 turbinas y una capacidad instalada de 252 MW. Sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de compraventa de energía a 20 años, denominados en Dólares.

Generación de electricidad a partir de fuentes solares

La Compañía cuenta con tres parques solares en proceso de construcción y uno en operaciones, en los estados de Aguascalientes, Baja California y Sonora. Estos parques tienen las siguientes características:

- Rumorosa Solar con una capacidad de aproximadamente 41 MW_{ac}. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el segundo trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$50 millones.
- Tepezalá Solar con una capacidad de aproximadamente 100 MW_{ac}. El proyecto se desarrolla y construye en asociación entre la Compañía y Trina Solar la cual mantendrá una participación minoritaria del 10%. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el segundo trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$100 millones.
- Don Diego Solar con una capacidad de 125 MW_{ac}. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el cuarto trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones.
- Pima Solar con una capacidad de 110 MW_{ac}, inició operación comercial en el primer trimestre de 2019 con una inversión de aproximadamente USD\$115 millones.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$308 millones, USD\$229 millones y USD\$114 millones, equivalentes al 23%, 19% y 15% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA Ajustada de aproximadamente USD\$161 millones, USD\$104 millones y USD\$23 millones, equivalentes al 18%, 14% y 5% del total de la UAIDA Ajustada, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Los ingresos antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto, sin embargo, la UAIDA Ajustada del segmento Electricidad incluye la participación en la UAIDA Ajustada atribuible al 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:

- **Flujos de efectivo estables y contratos de largo plazo.** La Compañía tiene contratada una parte sustancial de la capacidad de sus activos de conformidad con contratos a largo plazo, que están sustancialmente denominados en Dólares o indexados a dicha moneda de conformidad con la moneda funcional de la inversión. Los clientes pagan un cargo por reserva de capacidad que les garantiza la inversión y el nivel de servicio en firme, así como el cargo por uso para compensar por los costos variables. Esto permite a la Compañía proveer precios más competitivos a sus clientes y le ayuda a la Compañía a contar con flujos de efectivo estables, constantes y predecibles a largo plazo, para pagar sus costos fijos, tales como salarios y costos asociados a la inversión, así como de manera razonable los cargos variables asociados al uso de la infraestructura. Las contrapartes son empresas privadas de reconocida solvencia o entidades del sector público que incluyen a CFE y PEMEX. Además de mejorar la estabilidad de los flujos de efectivo de la Compañía, estos contratos de servicio en base firme minimizan su exposición directa a los riesgos relacionados con los precios de los insumos. La vida promedio de estos contratos, ponderado respecto de los ingresos es de aproximadamente 19 años. La estructura actual de las tarifas de la Compañía minimiza sus riesgos de mercado ya que las tarifas, reguladas por la CRE, que son base de algunos de los contratos de la Compañía, son ajustadas regularmente con base en la inflación y la fluctuación del tipo de cambio.
- **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 22 años de experiencia operando en México, lo cual le ha permitido desarrollar la capacidad y las relaciones necesarias para construir y operar exitosamente 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 tanto de nueva creación como de expansión, así como flexibilidad para adquirir activos de energía tanto en líneas de negocios ya existentes como en nuevas líneas. La Compañía efectuó su primera inversión en México en 1996, tras obtener el primer permiso privado de distribución de gas natural otorgado en México. Desde ese entonces, su sistema de distribución ECOGAS ha evolucionado hasta convertirse en una de las distribuidoras modelo de gas natural. La Compañía considera que su experiencia en el sector energético la posiciona para aprovechar posibles oportunidades de inversión en proyectos cercanos al inicio de operaciones, en compañías buscando socios estratégicos, y compañías que busquen liquidez a través de ventas de activos.
- **Capacidad financiera para explorar nuevas oportunidades en el sector energético.** Durante febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio de su línea de crédito revolvente con un sindicato de diez bancos encabezados por SMBC como agente administrativo. Esta nueva línea de crédito revolvente permite disponer de hasta USD\$1,500 millones hasta febrero de 2024. Al 31 de diciembre de 2018, el saldo disponible de esta línea de crédito revolvente es USD\$362 millones. 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 la oferta subsecuente de capitales en octubre de 2016 y USD\$840 millones en la oferta privada internacional de Senior Notes en diciembre de 2017. Además, los créditos intercompañías con subsidiarias de Semptra que son afiliadas de la Compañía han sido, y se espera que continúen siendo, una fuente de financiamiento para la Compañía. Al 31 de diciembre de 2018, el saldo del capital contable de la Compañía es USD\$4,753 millones.
- **Capacidad probada para ejecutar una estrategia de crecimiento sostenido.** La Compañía ha logrado un crecimiento constante mediante la implementación de una estrategia de crecimiento diversificado a través de nuevos negocios y de la expansión de su cartera de clientes y así, ha logrado posicionarse como un actor clave en el sector energético de rápido crecimiento en México. La Compañía ha expandido rápidamente su inversión en el negocio de hidrocarburos líquidos y de generación de energía renovable a través de los cuales actualmente mantiene una cartera de seis proyectos de almacenamiento de hidrocarburos líquidos en construcción, así como su portafolio de energía renovable al respecto del cual se encuentra desarrollando proyectos de energía solar y realizando la expansión de Energía Sierra Juárez para añadir 108

MW adicionales de capacidad. La Compañía confía en que continuará a la vanguardia del 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 productiva de la infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada en México, incluyendo a los ductos de gas, etano y Gas LP, el GNL, la distribución de gas natural, los productos refinados y la generación de energía eléctrica. Debido a su escala, ubicación geográfica y la diversificación de su base de activos, la Compañía considera que está estratégicamente posicionada para continuar expandiendo su plataforma de activos de infraestructura energética. Dado el historial comprobado como pionera en la inversión privada en proyectos de infraestructura energética en México y sus relaciones con los participantes más importantes en la industria, la Compañía se encuentra bien ubicada para incursionar en nuevos sectores de la industria a medida que se abran otras oportunidades de inversión para el sector privado. Además, en virtud de que la mayoría de sus activos de infraestructura de energía están ubicados en el norte del país, la Compañía está colocada en 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 cumplimiento de obligaciones con las autoridades competentes y las empresas productivas del Estado.** La Compañía ha colaborado estrechamente con la CRE y las demás autoridades competentes del sector energía durante más de 20 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 colaboración y estrecha coordinación con las autoridades competentes, le proporcionan una ventaja clave, por lo que tiene planeado seguir cultivando y ampliando estas relaciones positivas. En adición a lo anterior, estas relaciones se han basado en la experiencia que ha desarrollado la Compañía a lo largo de su operación en México. Además, la Compañía tiene celebrados diversos contratos a largo plazo con las empresas y entidades productivas del Estado (CENAGAS, PEMEX y CFE), y cuenta con permisos y autorizaciones para desarrollar y operar sus activos de energía en México.
- **Equipo ejecutivo con una gran experiencia.** El equipo ejecutivo de la Compañía cuenta con una amplia experiencia, de más de 20 años, en la industria de la infraestructura de energía. 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. La Compañía considera que su equipo ejecutivo es una de sus principales ventajas competitivas en comparación con otros participantes en la industria.
- **Sociedad controladora de reconocido prestigio a nivel mundial.** La Compañía también cuenta con los beneficios derivados del fuerte apoyo por parte de Sempra Energy, su sociedad controladora, que tiene un largo historial en la creación 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 de servicios de energía, con ingresos superiores a USD\$11,000 millones en el año 2018. Los cerca de 20,000 empleados de las empresas de Sempra Energy sirven 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 y mejorar la eficiencia de sus operaciones actuales y sus proyectos de ampliación y crecimiento.

Situación Financiera, resumen ejecutivo

(en miles de Dólares)

**Años terminados el
31 de diciembre de**

	2018	2017	2016
Ingresos	1,368,555	1,222,905	767,089
Depreciación y amortización	(137,157)	(119,020)	(66,606)
Utilidad del período	430,586	354,174	754,990

(en miles de Dólares)

Al 31 de diciembre

	2018	2017	2016
Arrendamientos financieros por cobrar, corto plazo	9,809	8,126	7,155
Arrendamientos financieros por cobrar, largo plazo	932,375	942,184	950,311
Propiedades, planta y equipo, neto	4,086,914	3,729,456	3,614,085
Activos intangibles	190,772	190,199	154,144
Crédito mercantil	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Total de activos	8,768,597	8,163,859	7,126,948
Pasivos circulantes	1,445,631	1,053,917	971,674
Total de pasivos a largo plazo	2,569,216	2,593,355	1,804,963
Total de pasivos	4,014,847	3,647,272	2,776,637
Total de capital contable	4,753,750	4,516,587	4,350,311

Índices**Años terminados el
31 de diciembre de**

	2018	2017	2016
Activo circulante a Pasivo circulante	0.3 veces	0.5 veces	0.5 veces
Pasivo total a Activo total	0.46%	45%	0.39%
Pasivo total a Capital contable	0.84%	81%	0.64%
Días de ventas en cuentas por cobrar	47 días	29 días	32 días*

*Proforma

IEnova*, precios de cierre y volumen promedio

Fecha	Precio de cierre	Volumen promedio
2014	73.80	1,034,837
2015	72.34	1,139,929
2016	90.33	2,659,053
2017	96.45	1,946,066
2018	73.27	1,826,468
29-mar-2019	78.01	1,914,842

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

Factores de riesgo:

FACTORES DE RIESGO

Toda inversión en los valores de la Compañía conlleva un alto grado de riesgo. Los inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos en esta sección antes de tomar cualquier decisión de inversión. 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. El precio de mercado de los valores de la Compañía podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos o a otros factores, y los inversionistas podrían perder la totalidad o una parte de su inversión. 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, sus proyectos y/o el precio de mercado de sus valores. 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, los proyectos y/o el precio de mercado de los valores 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía realiza todas sus operaciones en México y todo su potencial de crecimiento radica 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 (incluyendo importantes devaluaciones), 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, la falta de liquidez del sector bancario y un alto índice de desempleo. Como resultados de 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 devaluaciones frente al Dólar en el pasado y podría devaluarse sustancialmente en el futuro. Las devaluaciones o 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

Como resultado de los considerables efectos de la crisis económica que se desató a nivel mundial en 2008, en 2009 el Producto Interno Bruto (“PIB”) del país disminuyó un 6.1%, lo cual representó el mayor porcentaje de disminución reportado desde 1932 según las estadísticas del Banco Mundial. Sin embargo, en 2018, 2017 y 2016 el PIB creció un 2.0%, 2.0% y 2.3%, 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, de que la calificación de deuda soberana se vea afectada a la baja o de que la economía nacional se vea afectada por cualquier otra causa, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores, podrían verse afectados de manera adversa y significativa.

La Comisión Federal de Electricidad ha anunciado públicamente que podría iniciar un proceso de revisión de los contratos que la compañía tiene vigentes para la operación de gasoductos en México. La Compañía no puede prever si la CFE dará inicio formal a dicha revisión de contratos y en su caso, cuál sería el resultado de esta revisión.

Cambios en las políticas del gobierno federal en México 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 económica y las empresas paraestatales 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, incluyendo sus valores.

Las últimas elecciones al Congreso federal en México celebradas en julio de 2018 dieron como resultado una mayoría absoluta para el Partido del Presidente de la República. Desde el año de 1997 ningún Presidente en México había contado con mayoría absoluta de su Partido en la Cámara de Diputados y en la Cámara de los Senadores. Esto había permitido que el poder legislativo se convirtiera en un órgano de control y autónomo del Poder Ejecutivo Federal.

En este sentido, el gobierno Federal, con la mayoría legislativa con la que cuenta actualmente, podría introducir importantes cambios en las leyes, políticas y reglamentos o disminuir o eliminar la independencia de organismos reguladores o dependencias en el sector energético y/o financiero, lo cual podría afectar la situación económica 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.

La Comisión Federal de Electricidad ha anunciado públicamente que podría iniciar un proceso de revisión de los contratos que la Compañía tiene vigentes para la operación de gasoductos en México. La Compañía no puede prever si la CFE dará inicio formal a dicha revisión de contratos y en su caso, cuál sería el resultado de esta revisión.

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, así como en el precio de mercado de sus valores.

El 31 de diciembre de 2018, el Diario Oficial de la Federación publicó el Decreto de estímulos fiscales para la Región Fronteriza Norte (El Decreto), el cual entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2019 y tendrá una vigencia de dos años, 2019 y 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:

1. 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.
2. 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 podría sufrir un efecto materialmente adverso derivado del desarrollo económico y político 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, también conocido como T-MEC, 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 muchos productos relacionados con la energía de México hacia Estados Unidos han gozado hasta el momento de un arancel cero bajo el T-MEC, antes conocido como TLCAN.

El T-MEC, antes conocido como TLCAN, firmó unas nuevas condiciones renegociadas en noviembre 2018, pero todavía están pendientes de ratificación por parte de los tres gobiernos para el 2019.

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 material 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 cualesquier 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 a su 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 su costo de venta y el resto de sus gastos de venta, generales y administrativos denominados en Dólares o vinculados al Dólar. 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. 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 la Reserva Federal de los Estados Unidos de aumentar las tasas de interés sobre las reservas de los bancos 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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.

Una decisión de la Reserva Federal de los Estados Unidos (*U.S. Federal Reserve*) en aumentar las tasas de interés en las reservas de los bancos podría ocasionar un alza en las tasas de interés en Estados Unidos. Lo anterior, en cambio, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 ?especialmente en los estados del norte, a lo largo de la frontera con los Estados Unidos? se ha incrementado considerablemente como resultado del tráfico ilegal de drogas. La mayoría de las instalaciones de la Compañía están ubicadas en esta región. 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 o que afecten al país, también podrían afectar en forma significativa a la Compañía en sus actividades, situación financiera, resultados de operación, flujos de efectivo y/o las perspectivas, así como en el precio de mercado de sus valores. 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 cual 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 con mercados emergentes, podrían afectar en forma adversa los precios de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas, incluyendo las acciones de la Compañía.

Los precios de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas se ven afectados en distintas medidas por la situación económica y del mercado en otros lugares, incluyendo los Estados Unidos, China y el resto de América Latina y otros países con mercados emergentes. Por tanto, las reacciones de los inversionistas ante los acontecimientos ocurridos en cualquiera de estos países

podrían tener un efecto adverso sobre el precio de mercado de los valores emitidos por emisoras 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 ?incluyendo los valores emitidos por la Compañía? por parte de los inversionistas.

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, desató una recesión a nivel global que afectó directa e indirectamente a la economía y los mercados de valores de México y provocó, 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, desaceleres económicos, volatilidad en los tipos de cambio y presiones inflacionarias. La reciente crisis en otras economías, como Europa y China podría tener dicho efecto. El resurgimiento de cualquiera de estas condiciones afectaría en forma adversa el precio de mercado de los valores de la Compañía y dificultaría el acceso de esta última a los mercados de capitales para financiar sus operaciones futuras, en términos aceptables o del todo, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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.

Además, como resultado de la celebración del T-MEC y el incremento de los niveles de actividad económica entre México y los Estados Unidos, en los últimos años la situación de la economía nacional ha estado vinculada de manera creciente a la situación económica de los Estados Unidos. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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

La Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas, la Ley para Combatir las Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos (*U.S. Foreign Corrupt Practices Act*) y otras leyes similares aplicables a nivel mundial, en términos generales, prohíben a las empresas y a sus intermediarios efectuar pagos indebidos a los servidores públicos y a otras personas con el propósito de obtener o conservar oportunidades de negocios. Muchas de las operaciones de la Compañía requieren el uso de terceros para conducir un negocio o interactuar con representantes del gobierno de los Estados Unidos, a quienes aplica FCPA. Por consiguiente, la Compañía enfrenta el riesgo de ofertas de pagos no autorizados, o la entrega de objetos de valor por sus empleados, contratistas o agentes. La política de la Compañía prohíbe los pagos indebidos mediante la implementación de procesos de cumplimiento. Sin embargo, no existe garantía de que las políticas y procedimientos de control interno de la Compañía la protegerán contra las consecuencias de los actos negligentes o ilegales de sus empleados, contratistas, personas asociadas o agentes, sin importar si dicha conducta ocurriera dentro o fuera de los Estados Unidos. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 en relación con 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. 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 2000 y ha hecho esfuerzos de buena fe para cumplir con la misma, pero hasta esta fecha no ha logrado identificar a un comprador de dichos activos. La Compañía ha dado aviso de dicha circunstancia a la COFECE y hasta ahora ésta no ha establecido una fecha límite para el cumplimiento de la citada obligación.

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 las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores. El desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura de energía podría requerir la obtención de permisos adicionales de la SEMARNAT, de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, de la CRE y de la SENER, y con la opinión favorable de la COFECE, 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. 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 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. 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, 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 actividades de la Compañía están sujetas a un exhaustivo sistema de disposiciones legales federales, estatales y municipales en materia ambiental, de salud y seguridad ambiental, así como a supervisión por parte de las autoridades gubernamentales responsables de aplicar las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas expedidas por las mismas. Entre otras cosas, estas leyes, reglamentos y normas oficiales 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, transporte y distribución de gas natural, etano, Gas LP y productos refinados, y a la generación de energía eléctrica. Estas leyes, reglamentos y normas oficiales 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 y riesgo ambiental; autorizaciones de programas de prevención de accidentes; autorizaciones de cambio de uso en terrenos forestales; licencia ambiental única para las instalaciones generadoras de emisiones a la atmósfera; impacto ambiental estatal, permisos de uso de suelo 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. 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, así como el precio de mercado de sus valores.

Aún 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 emprender acciones en contra de la Compañía por la falta de cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas expedidas por las mismas. Estas medidas podrían incluir, entre otras, la imposición de multas y obligaciones de remediación y compensación, el embargo de la maquinaria y equipo, la revocación de las licencias, 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. El cumplimiento de disposiciones en materia ambiental, de 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. Además, el cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas en materia ambiental, de salud y de seguridad industrial, 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 almacenamiento, transporte, compresión y distribución de gas natural y otros hidrocarburos, y generación de energía eléctrica de la Compañía. Los particulares también podrían emprender acciones legales 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 o acción de remediación por cualquier daño ambiental, como podría ser el caso, independiente de cualquier responsabilidad civil, penal o administrativa. 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, así como el precio de mercado de sus valores.

Además, México es parte de diversos tratados internacionales en materia de la protección y salvaguarda del medio 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. De conformidad con el Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte ?un acuerdo paralelo al T-MEC?, cada uno de los países partes del T-MEC debe cerciorarse de la correcta y puntual observancia de sus leyes y reglamentos en materia ambiental. 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, así como el precio de mercado de sus valores. No obstante es difícil predecir el alcance 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, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. El pasado mes de noviembre de 2018 se firmó el nuevo Acuerdo de Cooperación Ambiental (ACA), el cual sustituye al Acuerdo de Cooperación de América del Norte (ACAAN), que estaba vigente desde 1994. Esto se da en el marco de la negociación y firma del T-MEC. Actualmente el T-MEC se encuentra en proceso de ratificación, por lo que cualquier cambio o modificación que se pueda presentar durante el periodo de ratificación, podría impactar directamente al ACA o al mismo T-MEC, con posibles repercusiones en materia ambiental y por ende, en el sector energético.

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental que entró en vigor en julio de 2013, podría incrementar sustancialmente las responsabilidades de la Compañía relacionadas con los daños ocasionados al medio ambiente en México toda vez que dicha ley amplió las responsabilidades por la violación de leyes ambientales. 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. Véase la sección “Legislación aplicable y situación tributaria - Cuestiones Ambientales.” Bajo la ley, las sanciones y los costos de remediación o compensación de cualquier daño ambiental podrían ser significativos, y podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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

Como resultado de las reformas constitucionales aprobadas por el Congreso en diciembre de 2013, se promulgó una legislación secundaria y se reformaron ciertas leyes en agosto de 2014 y se promulgaron sus reglamentos en octubre del mismo año, lo que modificó el marco jurídico para las industrias de hidrocarburos y electricidad en México. El nuevo marco jurídico que regula el negocio de transportación y distribución de gas natural y productos refinados incluye la Ley de Hidrocarburos, así como a sus reglamentos: el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. El negocio de energía eléctrica de la Compañía se encuentra regulado por la Ley de la Industria Eléctrica y el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y respecto de proyectos “legados”, por dichas leyes sólo en lo que no se opongan a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y sus reglamentos, las cuales seguirán siendo de aplicación respecto de dichos proyectos. Este nuevo marco jurídico aún no ha sido sujeto a la interpretación judicial o administrativa en todos sus aspectos, y por lo tanto existe incertidumbre en cuanto a su interpretación. Adicionalmente, la Compañía no puede predecir la manera en la que el nuevo marco jurídico afectará nuevas oportunidades de negocios. Véase la sección “Legislación Aplicable y Situación Tributaria”.

Los cambios que se puedan presentar en el marco jurídico, pueden hacer que la Compañía requiera modificar sus permisos, solicitar permisos adicionales para la operación de los sistemas de gas natural, GNL, etano, Gas LP y productos refinados o de su segmento de electricidad, o pueden hacer que la Compañía requiera obtener nuevos permisos relacionados con sus actividades comerciales, que necesite implementar otras acciones para asegurar los derechos de vía necesarios, que requiera evaluar el impacto social de sus proyectos o que, previa consulta dirigida por las autoridades competentes, se requiera la aprobación por parte de comunidades indígenas para llevar a cabo proyectos. La Compañía no puede garantizar que se encontrará en posibilidades de cumplir con cualquier nuevo requisito relacionado con los permisos existentes o derechos de vía, o que obtendrá los permisos y aprobaciones adicionales o derechos de vía que, en su caso, se requieran en términos del nuevo marco jurídico. En caso de que la Compañía no cumpla con dichos requisitos, o bien obtenga cualquiera de dichos permisos o aprobaciones o derechos de vía de manera oportuna, la Compañía podría encontrarse imposibilitada para operar sus proyectos de infraestructura de energía o podría sufrir retrasos en el desarrollo, construcción y operación de sus proyectos. Asimismo, los cambios en las reglas de operación y publicidad del sector de energía o cualquier incremento en los costos para cumplir con las obligaciones de reducción en la emisión de gases, y con las obligaciones en materia de impacto social o consulta indígena para el desarrollo de nuevos proyectos, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Como resultado de las reformas, la CFE y PEMEX dejaron de ser organismos públicos descentralizados y se transformaron en Empresas Productivas del Estado propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozando de autonomía técnica, operativa y de gestión. El marco jurídico en general y en específico en materia presupuestal de estas empresas productivas del Estado, aún no ha sido sujeto a la interpretación judicial o administrativa, y por lo tanto existe incertidumbre en cuanto a su interpretación. Véase la sección “Legislación Aplicable y Situación Tributaria”.

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 introducidos tanto en el ámbito internacional como en México 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 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

En 2017, se llevó a cabo la 23ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP23) en Bonn, Alemania, continuando con las actividades iniciadas en la COP21 de París. Asimismo, se contó con la adición de países como Nicaragua y la salida de Estados Unidos de Norteamérica de dicho Acuerdo. Entre los temas principales que se incluyeron en la agenda fueron: (i) el avance en las discusiones para lograr la implementación del Acuerdo de París a partir de 2020; (ii) el lanzamiento de la “Alianza por un futuro energético sin carbón” encabezado por Reino Unido y Canadá y avalado por países como México. En la declaración de lanzamiento se destacó que el uso del carbón como energético debe desaparecer en los países de la OCDE y en la Unión Europea a más tardar en 2030, y en 2050 en el resto de los países; (iii) la necesidad de reforzar el financiamiento climático; y (iv) Canadá, México y la Alianza Climática, integrada por 15 estados de los Estados Unidos, lanzaron un nuevo diálogo de América del Norte sobre Liderazgo Climático a partir del cual, se impulsarán medidas para poder llevar a cabo las propuestas mexicanas sobre adaptación y desarrollo de sistemas de alerta temprana, así como compromisos para que se reduzcan las emisiones de contaminantes de vida corta, que México ya ha iniciado. Derivado de los acuerdos establecidos en la Alianza climática, se originó la promulgación de una nueva 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 de reducción de gas de efecto invernadero en México.

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, los resultados de reducción se mostrarán en los Informes bianuales (México presentó su 2º informe bianual en la 24 Conferencia de las Parte - COP24 - en diciembre de 2018). 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, 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 esta 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía está considerando agregar capacidad de licuefacción a su Terminal de GNL, pero podría no ser exitosa en su intento. Adicionalmente, en caso de que lograra agregar dicha capacidad de licuefacción, podría verse obligada a dar por terminados sus contratos con sus clientes del negocio de regasificación y, por consiguiente, realizar pagos por causa de dicha terminación anticipada.

La Compañía está considerando agregar capacidad de licuefacción a su Terminal de GNL. En noviembre 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos preliminares con empresas afiliadas de Total, Mitsui y Tokyo Gas para la capacidad total de la primera fase del proyecto de licuefacción de gas natural de Energía Costa Azul (“ECA LNG”). Los tres acuerdos preliminares para la primera fase de ECA LNG prevén que las partes negociarán y finalizarán acuerdos definitivos de compraventa de GNL a 20 años. Cada una de las tres compañías potencialmente comprará aproximadamente 0.8 Mtpa de GNL de la primera fase de ECA LNG. Se tiene previsto tomar una decisión final de inversión a finales de 2019, con potenciales primeras entregas de GNL en 2023. La Terminal de GNL está involucrada en diversas controversias sobre la validez de sus permisos y autorizaciones relacionados con la construcción y operación de la terminal, las cuales podrían dificultar el financiamiento del proyecto, así como el encontrar socios y clientes adecuados. Adicionalmente, el trámite regulatorio en México, así como el cúmulo de regulación de Estados Unidos relativa a la exportación de gas natural a una instalación de GNL en México están en proceso de desarrollo. Por lo tanto, no podría asegurarse que dicha planta estará en condiciones de obtener los permisos de construcción necesarios y ser construida sin enfrentar retos e incertidumbre significativos, lo que podría dificultar conseguir los socios y clientes adecuados para el financiamiento del proyecto. Además, el potencial desarrollo de un proyecto de licuefacción, dependerá en gran parte de las condiciones de mercado internacional de GNL, tanto en lo que respecta al suministro y demanda de GNL proveniente, en particular, de la costa occidental de Norteamérica (también considerando la reciente expansión del Canal de Panamá), y en la capacidad de la Compañía para la obtención del adecuado suministro o almacenamiento de gas natural de los Estados Unidos de América. Existe un cierto número de proyectos potenciales de licuefacción en construcción o en proceso de desarrollo, a cargo de varios desarrolladores de Norteamérica, incluyendo los nuevos proyectos del accionista de control de la Compañía, y dada la demanda proyectada de LNG, la mayoría de estos proyectos podrían no ser concluidos. Además, la disminución en las estimaciones de demanda de petróleo crudo, podría reducir la demanda de gas natural en ciertos sectores y causar la reducción que corresponde en la demanda global por LNG, lo que podría resultar en un incremento en la competencia entre los desarrolladores de proyectos de LNG. La Terminal de GNL de la Compañía, tiene actualmente contratos de largo plazo redituables en materia de regasificación para el 100% de la instalación, por lo que la decisión de obtener una nueva instalación de licuefacción depende, en parte, de si la inversión en la nueva instalación de licuefacción sería más redituable que simplemente continuar con el servicio de regasificación bajo los contratos existentes. Finalmente, bajo los contratos existentes con clientes de regasificación, la Compañía está obligada a proporcionar servicios de almacenamiento y regasificación hasta el 2028 (sujeto a ciertas obligaciones adicionales, en caso de que los clientes ejerzan su derecho de prórroga). La Compañía podrá decidir si desea ofrecer tanto servicios de regasificación como de licuefacción a sus clientes o únicamente servicios de licuefacción o si desea continuar ofreciendo únicamente los servicios de regasificación. En caso de que la Compañía no pueda seguir ofreciendo servicios de regasificación a sus clientes, o que como resultado de la construcción no pueda prestar dichos servicios de manera oportuna, la Compañía podría verse obligada a indemnizar a sus clientes en términos de los contratos celebrados con dichos clientes, lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus expectativas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Al 31 de diciembre de 2018, la deuda insoluble de la Compañía para con sus filiales ascendía a aproximadamente USD\$306.3 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. Véase la sección “Acontecimientos Recientes.”

Además, Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha garantizado 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. 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. Además, 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.”

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, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 (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 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 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía también está involucrada en conflictos relacionados con los derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL. En el supuesto de que la Compañía no logre defender y conservar sus derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL, podría perder la posesión 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 y el uso de estos inmuebles, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores podrían verse afectados de manera adversa y significativa.

La Compañía ha invertido y continúa invirtiendo una cantidad considerable de tiempo y recursos financieros en la defensa de estos juicios y en las investigaciones y los procedimientos regulatorios relacionados con los mismos. La incertidumbre inherente a los procedimientos 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 y activistas 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores. Para mayor 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, los permisos de almacenamiento de productos refinados, los permisos de transporte por ducto, los permisos de distribución y los permisos de generación de electricidad) son esenciales para la operación de los proyectos de la Compañía; y a falta de los permisos necesarios de parte de la CRE para la operación de un determinado proyecto, la Compañía se vería en la imposibilidad de continuar operando dicho proyecto.

La CRE puede revocar los permisos otorgados por la misma 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 (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.

La Ley de Hidrocarburos y la Ley de la Industria Eléctrica prevén causas similares para la revocación de permisos, las cuales serán aplicables a cualquier nuevo permiso que sea 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.

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 de sus permisos a solicitud de la CRE, 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 el precio de mercado de sus valores.

Los desastres naturales, accidentes 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 las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

Las instalaciones de la Compañía, incluyendo la Terminal de GNL, sus sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, GNL y otros hidrocarburos, sus plantas de generación de electricidad y sus edificios de oficinas, están expuestas a sufrir daños como resultado de desastres naturales, accidentes y actos de terrorismo o delincuencia. Prácticamente todos los activos de la Compañía están ubicados en las zonas norte y centro del país, que son susceptibles a temblores e incendios forestales. De llegar a ocurrir incidentes derivados de desastres de la naturaleza, accidentes o actos de terrorismo, podrían provocar trastornos operativos significativos e importantes disminuciones en los ingresos de la Compañía, o significarle costos adicionales considerables. 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Dependiendo de la naturaleza y ubicación de las instalaciones afectadas, cualquiera de los incidentes antes descritos también podría provocar incendios catastróficos, fugas, explosiones, derrames u otros daños considerables a los recursos naturales o los bienes de terceros, o causar lesiones personales o muertes. Cualquiera de estas consecuencias podría dar lugar a la interposición de reclamaciones significativas en contra de la Compañía. 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, 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. 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 ha iniciado una serie de acciones con las autoridades gubernamentales relevantes, con el objeto de reestablecer las operaciones. La Compañía considera que el contrato de servicios de transporte del Gasoducto Sonora, incluye la protección adecuada para el caso de interrupción de operaciones, por lo que la Compañía no ha sufrido impacto económico.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas natural podría afectar adversamente la situación financiera de la Compañía.

El declive pronunciado en los precios del petróleo desde finales de 2014, así como los bajos precios del gas natural, han tenido un impacto negativo en los ingresos, utilidades y flujos de efectivo de PEMEX. Ciertas agencias crediticias han expresado preocupaciones sobre la situación financiera de PEMEX, incluyendo el monto total de la deuda de PEMEX y el incremento significativo en su endeudamiento en los últimos años. Como cliente de algunos de los activos de la Compañía, si PEMEX no pudiera cumplir con sus obligaciones bajo los contratos de la Compañía, esto pudiera tener un impacto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 la Terminal de GNL, y los sistemas de transporte, distribución de gas natural, etano, Gas LP y productos refinados y las instalaciones de generación y transmisión de electricidad, y otros proyectos de infraestructura energéticos (tales como la potencial planta de licuefacción) conllevan un sinnúmero de riesgos. La Compañía podría desembolsar cantidades importantes en, o tener gastos de, ingeniería, obtención de permisos, abasto de 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;
- Negociación satisfactoria de contratos de ingeniería, procuración y construcción;
- Contratos de suministro de gas natural o electricidad o de capacidad en base firme a largo plazo;
- La obtención oportuna de los permisos, licencias y autorizaciones gubernamentales requeridos, así como los derechos de vía;
- La negociación con las comunidades locales y grupos minoritarios;
- 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 o boicots;
- 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 extra judiciales) 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; y
- El impacto del tipo de cambio en equipos y materiales importados.

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 y/o el precio de mercado de sus valores.

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, y algunos de sus competidores podrían llegar a tener mayor acceso a capital o a más recursos financieros lo cual les daría una ventaja competitiva en los procesos de licitación de dichos proyectos. Asimismo, la Compañía también podría experimentar un incremento en la competencia en nuevos proyectos de infraestructura energética y en la retención del personal clave como resultado de la reciente reforma energética. También, ante las reformas, 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. Adicionalmente, existe un cierto número de proyectos potenciales de licuefacción en construcción o en proceso de desarrollo, a cargo de varios desarrolladores de Norteamérica, incluyendo los nuevos proyectos del accionista de control de la Compañía, y dada la demanda proyectada de LNG, la mayoría de estos proyectos podrían no ser concluidos. La Compañía podría verse imposibilitada para obtener nuevos permisos por parte de la CRE, la SEMARNAT o la SENER, 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 correctos. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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. 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

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;
- 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; y
- Accidentes operativos.

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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 e 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 TRI, Shell, Gazprom e 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 61%, 61% y 69% de los ingresos de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016. Para los mismos años, fuera de estas cuatro fuentes de ingresos, ningún otro usuario representó más del 10% de los ingresos de la Compañía. El usuario más grande en 2018, 2017 y 2016 representó aproximadamente el 23%, 26% y 30%, respectivamente, de los ingresos de la Compañía.

Shell ha obtenido apoyo crediticio de BNP Paribas por un monto de USD\$130.3 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de capacidad de almacenamiento de GNL suministrados por la Compañía (cantidad que puede disminuir durante la vigencia del contrato entre La Compañía y Shell), así como apoyo crediticio de Shell Finance (Netherlands) B.V. por un monto de hasta USD\$88.4 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de transporte. Gazprom ha obtenido apoyo crediticio de Oversea-Chinese Banking Corporation Limited, ABN AMRO Bank N.V., Mizuho Bank Ltd., y Citibank N.A. por un monto total de USD\$90.5 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de capacidad de almacenamiento de GNL suministrados por la Compañía. IEnova Marketing ha obtenido apoyo crediticio de Sempra Energy por un monto de USD\$282.0 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios del negocio de GNL; y por USD\$105.2 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de transporte. Sin embargo, no existe garantía de que el monto de los apoyos crediticios será suficiente para cubrir los daños sufridos por la Compañía en el supuesto de que alguno de estos usuarios incumpla con sus obligaciones contractuales.

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. Además, la Secretaría de la Función Pública y la CFE pueden dar por terminados en forma anticipada los contratos celebrados entre ésta última y 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 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores, 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, ya sea en términos favorables o del todo. De no poder hacerlo, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores podrían verse afectados en forma adversa significativa.

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 Sempra Natural Gas suministre una cantidad adecuada de GNL para mantener la terminal lo suficientemente fría para operar 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 Sempra Natural Gas 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, Sempra Natural Gas está en posibilidad de comprar y entregar las cantidades necesarias de gas en la frontera con los Estados Unidos; y realiza 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 transportación 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 LNG podrían estar sujetos a políticas internacionales, presiones económicas y riesgos que podrían afectar el abastecimiento de LNG.

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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La capacidad de la Compañía para suministrar electricidad y gas natural 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 y el Gas LP vendidos a sus clientes;
- Suministrar gas natural a sus plantas de generación de electricidad;

- 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 LNG 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, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 NOM establecen las especificaciones con las que deben cumplir los productos transportados en los sistemas de ductos de gas natural, etano y Gas LP. 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. 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 en las NOM, 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía no es propietaria de todos los inmuebles donde se ubican sus gasoductos, instalaciones y demás infraestructura, 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. 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, durante cierto período de tiempo. Por tanto, si en el futuro se determina que la Compañía no cuenta con derechos de vía o arrendamientos válidos, 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. La pérdida de estos derechos en el supuesto de que la Compañía no logre renovar los derechos de vía o arrendamientos correspondientes, podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía podría enfrentar retrasos en las obras de construcción o incrementos de costos en sus proyectos de generación de energía, gasoductos u otra infraestructura, 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. Los proyectos de transmisión de energía requieren que el Gobierno Federal, el permisionario, o ambos, obtengan autorización para utilizar los inmuebles de terceros para construir y operar un determinado proyecto. Si la Compañía no obtiene oportunamente los derechos de vía correspondientes, podría incurrir en costos adicionales y retrasos en el inicio de operaciones. Además, en el supuesto de que resulte imposible obtener los derechos de vía, la Compañía podría verse obligada a modificar la ruta del proyecto. 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, así como el precio de mercado de sus valores, 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. Por tanto, los precios de mercado del gas natural pueden tener un efecto significativo en las operaciones de distribución de dicho insumo. De conformidad con el contrato de prestación de servicios de administración de electricidad celebrado el 1 de enero de 2013, con una afiliada de la Compañía, Sempra Generation, la Termoeléctrica de Mexicali comenzó a vender electricidad en el mercado estadounidense con efecto desde el 1 de enero de 2012. En diciembre de 2016 el contrato fue asignado a otra afiliada llamada Sempra Gas & Power Marketing. A diferencia del antiguo contrato, de conformidad con este contrato la Compañía no tiene derecho al reembolso de los gastos relacionados con las compras de gas natural que efectúe para alimentar a la Termoeléctrica de Mexicali; y es posible que se vea en la necesidad de comprar electricidad en el mercado para cumplir con sus obligaciones contractuales. Este nuevo contrato expone a la Compañía a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos, en mucha mayor medida que el contrato que tenía celebrado anteriormente con Sempra Generation con respecto a la Termoeléctrica de Mexicali. La Termoeléctrica de Mexicali compite en el mercado libre de venta de electricidad y otros productos asociados en Estados Unidos, y su rentabilidad se ve afectada tanto por el costo de insumos, como el gas natural, como por los precios de sus productos en el mercado libre. Adicionalmente, este nuevo contrato contempla que los costos de los servicios de administración de la electricidad ascenderán aproximadamente a USD\$5.0 millones anuales a cargo de la Termoeléctrica de Mexicali. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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) desastres naturales, guerras, embargos y otros eventos catastróficos y

(10) expropiación de activos por autoridades competentes. Finalmente, con frecuencia la Compañía extiende crédito a sus contrapartes y clientes. A pesar de que la Compañía lleva a cabo análisis crediticios antes de extender dicho crédito, 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores. Para mayor 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?Liquidez y fuentes de financiamiento?Análisis cuantitativo y cualitativo de los riesgos de mercado” y la nota 24 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.

Históricamente, los precios del Gas LP estuvieron subsidiados por el gobierno federal, lo cual se ha eliminado. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

El subsidio que otorga el gobierno federal mexicano a la electricidad, podría resultar en un efecto adverso significativo al negocio de generación de energía eólica o solar.

Actualmente están subsidiados los precios de la electricidad por el gobierno federal mexicano, estos subsidios a la electricidad podrían representar una desventaja competitiva para Ventika y ciertos de nuestros proyectos de energía solar. Si continúa esta política de subsidio al precio de la electricidad y la Compañía no puede ofrecer electricidad a precios competitivos respecto de los disponibles a sus clientes y potenciales clientes a través de sus competidores, la rentabilidad de dichos activos 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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, perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía contaba con 1,035 empleados, de los cuales 167 son de administración y 868 son operativos y de mantenimiento en las instalaciones de la Compañía. De los empleados de operación y mantenimiento, 34 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 activo. 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, 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, así como en el precio de mercado de sus valores. Las instalaciones de la Compañía no se han visto afectadas por conflictos laborales desde que la misma inició sus operaciones. Los conflictos laborales, las huelgas o la negociación de aumentos salariales considerables, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

Adicionalmente, como consecuencia de la reforma constitucional al Artículo 123 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en 2017, se prevé una modificación a la Ley Federal del Trabajo para el 1 de mayo de 2019 en la que se modifique, entre otras cosas, reglas y procedimientos a sindicatos y la creación de nuevos tribunales laborales. Sin embargo, la compañía no está aún en condiciones de predecir el impacto de dichas reformas a la ley laboral en sus actividades diarias.

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

Las operaciones y el crecimiento continuo del negocio depende 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Las actividades de la Compañía se concentran en proyectos de infraestructura de energía ubicados en los estados de Baja California, Sinaloa, Sonora, Chiapas, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí, Aguascalientes, Tabasco, Puebla, Valle de México, Colima y Veracruz, 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, Valle 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, 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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores. 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, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

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 sobre bienes, responsabilidad comercial general, responsabilidad adicional, responsabilidad ambiental e interrupción de operaciones, por cantidades y sujeto 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 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 la Compañía no cuenta con ciertos tipos de seguros (tales como el seguro contra pérdidas ocasionadas por guerras o actos del gobierno) debido a que frecuentemente estas pérdidas no son económicamente asegurables.

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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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

Las operaciones de la Compañía conllevan el almacenamiento, utilización, disposición y transporte de materiales altamente inflamables y explosivos que están sujetos a una extensa regulación. Aun cuando la Compañía cumpla con todos los requisitos y estándares ambientales, sanitarios, de seguridad, de transporte, de administración de riesgos y de seguridad aplicables, sus operaciones están expuestas a importantes riesgos relacionados con el uso, almacenamiento, transporte 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.

Cualquier accidente, daño o destrucción derivado del uso de estos materiales en el medio ambiente, 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. 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 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 sus perspectivas, así como el precio de mercado de sus valores, 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, así como en el precio de mercado de sus valores, 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 en algunas corporaciones de Estados Unidos, la meta de un ataque de este tipo podría deberse principalmente para infligir un daño a grande escala en la Compañía y en los lugares en los que opera. Cualquier ataque cibernético podría causar interrupción generalizada a los sistemas de operación y administración de la Compañía, incluyendo la destrucción de información crítica 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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 gasoductos 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

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. Finalmente, como ha sido visto en recientes ataques cibernéticos en las compañías estadounidenses, el propósito de un ataque cibernético podría tener un impacto mayor en el lugar donde opera la Compañía. Cualquier ataque cibernético podría causar perturbaciones generalizadas 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 del mercado del gas natural y, en consecuencia, provocar una disminución en los ingresos generados por este negocio.

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 las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

El exceso de oferta de energía y productos relacionados podría tener un impacto negativo en los resultados de la Planta de generación de Energía 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 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 condiciones regulatorias, entre otros factores la Compañía asumirá dichos riesgos. La Compañía podría administrar los riesgos en 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 a contado, y transacciones estructuradas a mayor plazo. Sin embargo, la Compañía no puede asegurar el funcionamiento de dichas medidas de administración de riesgos o que tan exitosas dichas medidas puedan ser, y celebrar contratos a largo plazo en mercados sobre-ofertados puede resultar complicado.

Condiciones climatológicas extremas, desastres naturales, accidentes catastróficos, fallas importantes de equipamiento o actos de terrorismo pueden afectar materialmente el negocio de la Compañía, su condición financiera, resultados de operaciones, flujos de efectivo y/o perspectivas.

Como otras instalaciones industriales, las instalaciones de la Compañía podrían ser dañadas por condiciones climatológicas extremas, desastres naturales tales como terremotos, tsunamis e incendios, accidentes catastróficos, fallas importantes de equipamiento o actos de terrorismo. Toda vez que el negocio de la Compañía se concentra en el uso, almacenamiento, transporte y disposición de materiales altamente inflamables y explosivos y opera equipamiento energético, los riesgos de dichos incidentes podrían suponer para sus instalaciones e infraestructura, así como a las comunidades aledañas, son significativamente mayores que

los riesgos que dichos incidentes podrían suponer a un negocio habitual. Las instalaciones e infraestructura de la que la Compañía es propietaria o mantiene intereses (o que en un futuro podría adueñarse o tener un interés) que podría sufrir dichos incidentes, incluyen, sin limitar, las siguientes:

- Ductos e instalaciones de compresión y almacenamiento de gas natural, gas licuado de petróleo y etano;
- Terminales e instalaciones de almacenamiento de GNL o productos refinados tales como diésel, gasolina, turbosina o petróleo;
- Instalaciones de distribución eléctrica; y
- Plantas de generación eléctrica.

Dichos incidentes podrían resultar en interrupciones severas del negocio, daños a propiedades, lesiones o pérdida de vidas, caídas significativas en las ventas e ingresos y/o costos adicionales significativos de la Compañía. Cualquiera de dichos incidentes podría tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, perspectivas y/o el precio de mercado de los valores de la Compañía.

Dependiendo de la naturaleza y ubicación de las instalaciones e infraestructura afectada, cualesquiera de dichos incidentes también podrían causar incendios catastróficos, la liberación de gases olorosos, fugas de gas natural, gas licuado de petróleo y etano, explosiones, derrames u otros daños significativos a los recursos naturales o bienes propiedad de terceros, lesiones personales, impactos a la salud o muertes, o presentar molestias a las comunidades afectadas. Cualquiera de dichas consecuencias podría llevar a reclamaciones significativas en contra de la Compañía. En algunos casos, la Compañía podría ser responsable por daños aún y cuando no le sean atribuibles a esta, y en casos en los que el concepto de responsabilidad objetiva, responsabilidad estricta o conceptos legales similares aplican, la Compañía podría ser responsable por daños aún y cuando no se le hubieren encontrado faltas o que hubiere actuado de manera negligente. La cobertura de los seguros podría aumentar de manera significativa en costo o convertirse en no disponible para ciertos riesgos, y cualesquier recursos provenientes de los seguros que la Compañía reciba podrían no ser suficientes para cubrir las pérdidas de esta debido a la existencia de limitaciones, exclusiones, altos deducibles, incumplimiento de ciertos requisitos procesales y otros factores, que podrían materialmente afectar de manera adversa el negocio, la condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, perspectivas y/o precio de mercado de los valores de la Compañía.

Las condiciones climáticas extremas también podrían impactar los negocios de la Compañía. Las fuertes tormentas y vientos podrían causar daño a la infraestructura de generación de electricidad, transporte de gas natural, Gas LP o productos refinados de la Compañía, resultando en un aumento de gastos, incluyendo mayor mantenimiento y reparaciones, así como interrupciones a los servicios de suministro de electricidad y gas natural. Como resultado, estos eventos podrían resultar en consecuencias financieras significativas, incluyendo penalizaciones regulatorias e incumplimientos si los activos de la Compañía encuentran dificultades para restablecer el servicio a sus clientes con oportunidad. Además, la reparación de daños como resultado de alguna tormenta podría no ser completamente recuperable a través del proceso regulatorio. Cualquiera de los eventos anteriormente mencionados, podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, perspectivas y/o precio de mercado de los valores de la Compañía.

Riesgos relacionados con las acciones y otros valores de la Compañía

El precio de mercado de las acciones y otros valores de la Compañía podría fluctuar considerablemente y los inversionistas podrían perder la totalidad o una parte de su inversión.

La volatilidad del precio de mercado de las acciones y otros valores de la Compañía podría impedir que los inversionistas vendan sus valores al precio al que los adquirieron o a precios superiores. El precio de mercado y la liquidez de los valores de la Compañía pueden verse afectados de manera significativa por diversos factores, muchos de los cuales se encuentran fuera del control de la Compañía y pueden no estar relacionados directamente con el desempeño operativo de la misma. Estos factores incluyen, entre otros:

- La volatilidad excesiva en los precios de mercado y volúmenes de operación de los valores emitidos por otras emisoras pertenecientes a la misma industria que la Compañía, que puede no estar relacionada con el desempeño operativo de dichas emisoras;
- La depreciación del Peso frente al Dólar puede impactar negativamente en el precio de las acciones de la Compañía en términos de Dólar;
- Riesgos relacionados con la economía global y las economías de Estados Unidos y México;
- Las percepciones de los inversionistas con respecto a las perspectivas de la Compañía y su industria;
- Las potenciales diferencias entre los resultados financieros y operativos reales de la Compañía y los esperados por los inversionistas;
- Los cambios en las utilidades o variaciones en los resultados de operación;
- El desempeño operativo de otras empresas comparables con la Compañía;
- Las decisiones del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía por lo que respecta a la compra o venta de sus acciones, o la percepción de que dicho accionista podría tomar dichas decisiones;
- La incorporación o la pérdida de ejecutivos clave;
- El anuncio por parte de la Compañía o por parte de competidores, de adquisiciones, ventas, asociaciones estratégicas o compromisos de aportación de capital por la Compañía o sus competidores;
- La expedición de nuevas leyes o reglamentos, o los cambios en la interpretación de las leyes o reglamentos vigentes ?incluyendo las resoluciones fiscales? aplicables a las actividades de la Compañía o a sus valores;
- Las tendencias generales de las economías o mercados financieros de México, los Estados Unidos y el resto del mundo, incluyendo las derivadas de guerras o actos de terrorismo, o de las respuestas a dichos sucesos;
- La situación política o los acontecimientos de orden político en México, los Estados Unidos y otros países;
- El cambio en la calificación crediticia o la perspectiva asignada a Sempra Energy, a México, así como a sus clientes; y
- Incrementos en las tasas de interés en México y Estados Unidos.

Aunque actualmente no existen planes al respecto, en el futuro la Compañía podría emitir otros valores representativos de su capital social. Dichas emisiones o ventas, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que las mismas se lleven a cabo, podrían dar como resultado diluciones en los derechos económicos o de voto de los inversionistas, generar percepciones de mercado negativas y provocar posibles disminuciones significativas en el precio de mercado de los valores de la Compañía. Además, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía podría vender la totalidad o una porción de su participación accionaria en la misma, lo cual podría generar percepciones de mercado negativas y provocar posibles disminuciones significativas en el precio de mercado de los valores de la Compañía.

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 LGSM, 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, así como en el precio de mercado de sus valores.

La volatilidad y falta de liquidez del mercado de valores local podría limitar sustancialmente la capacidad de los inversionistas para vender sus acciones de la Compañía al precio y en el momento deseado.

Las inversiones en valores tales como las acciones de la Compañía conllevan un alto grado de riesgo y en términos generales se consideran de naturaleza especulativa. Estas inversiones están sujetas a ciertos riesgos de carácter económico y político, incluyendo, entre otros: (1) los cambios en el entorno regulatorio, fiscal, económico y político, que pueden afectar la capacidad de los inversionistas para recuperar total o parcialmente el pago de sus inversiones; y (2) las restricciones en materia de inversión extranjera y repatriación del capital invertido. La Compañía no puede garantizar que, la liquidez de las acciones vaya a incrementar significativamente, lo que podría limitar la habilidad de los adquirentes de las acciones de vender las mismas al precio y en el momento esperado.

Es posible que no exista un mercado activo y líquido para las acciones de la Compañía, lo cual limitaría la capacidad de los inversionistas para vender sus acciones al precio y en el momento deseado.

El mercado de valores en México es sustancialmente más reducido, menos líquido, más volátil y más concentrado que los principales mercados de valores internacionales. La relativa volatilidad e iliquidez del mercado podría limitar sustancialmente la capacidad de los inversionistas para vender sus acciones al precio y en el momento deseado. Además, la BMV opera un sistema de suspensión de la cotización de las acciones de una determinada emisora cuando el precio de dichas acciones (expresado como porcentaje de su precio de apertura en la fecha respectiva) fluctúe por encima o por debajo de ciertos niveles. Debido a estos factores, los inversionistas podrían verse en la imposibilidad de vender sus acciones al precio o en el momento deseado, o del todo.

Las futuras emisiones o posibles emisiones de acciones, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que se emitan nuevas acciones, podrían afectar en forma significativa el precio de mercado de las mismas.

La Compañía podría emitir acciones adicionales en el futuro para financiar sus adquisiciones o inversiones, contratos de crédito para liquidar su deuda o para otros fines; y las nuevas acciones emitidas podrían representar un porcentaje sustancial de su capital social. La Compañía no puede predecir los efectos de las futuras ventas de acciones adicionales, o emisiones de acciones adicionales para su futura venta, sobre el precio de mercado de sus acciones. Las ventas de grandes cantidades de acciones adicionales en el mercado público, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que se efectúen dichas ventas, podrían deprimir el precio de mercado de las acciones de la Compañía y ocasionar que a los inversionistas les resulte más difícil vender sus acciones al precio y en el momento deseado. Además, dichas emisiones podrían diluir los derechos económicos o de voto de los inversionistas, generar percepciones de mercado negativas y provocar una disminución en el precio de mercado de las acciones de la Compañía.

Las futuras emisiones de acciones preferentes o de deuda podrían limitar la flexibilidad operativa y financiera de la Compañía, afectar en forma adversa y significativa el precio de mercado de sus acciones y diluir el valor de las mismas.

En el supuesto de que la Compañía emita valores preferentes o de deuda en el futuro, o incurra en otros tipos de deuda, los documentos que rijan la emisión de dichos valores o los términos de dicha deuda podrían incluir compromisos que restrinjan la flexibilidad operativa de la Compañía y limiten su capacidad para efectuar distribuciones a sus accionistas. Además, los valores convertibles o canjeables que la Compañía emita en el futuro, en su caso, podrían conferir derechos, preferencias y privilegios más favorables que los conferidos por las acciones ?incluyendo por lo que respecta al pago de distribuciones? y podrían diluir la participación de los tenedores de acciones. En virtud de que la decisión de emitir otros valores para su colocación mediante oferta, o de contratar otros tipos de deuda, dependerá de la situación del mercado y de otros factores que se encuentran fuera del control de la Compañía, ésta no puede predecir o estimar el monto, la fecha o el tipo de ofertas que realizará, o de los financiamientos que contratará. Cualquiera de estas operaciones podría provocar una disminución significativa en el precio de mercado de las acciones de la Compañía y diluir el valor de las mismas.

La Compañía está controlada por Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control, y los intereses de dicho accionista podrían ser contrarios a los de los inversionistas.

Sempra Energy, que es el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía y es garante de las obligaciones de IEnova Marketing frente a la Terminal de GNL y las subsidiarias de transporte de gas natural, tiene celebrados contratos de crédito con la Compañía y le suministra a esta última diversos bienes y servicios al amparo de varios otros contratos. Para una descripción detallada de las principales relaciones contractuales entre Sempra Energy y la Compañía, véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés” Como resultado de esta participación accionaria, Sempra Energy 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.

Sempra Energy podría forzar a la Compañía a realizar o abstenerse de realizar actos que podrían ser contrarios a los intereses de los inversionistas; y en algunos casos podría impedir que el resto de los accionistas, incluyendo los inversionistas, impugnen dichos actos o aprueben la realización de otros actos. Además, Sempra Energy puede impedir la celebración de operaciones que impliquen un cambio de control, privando a los inversionistas de una posible oportunidad para vender sus acciones u obtener una prima sobre su inversión en las mismas.

La Compañía no puede garantizar que Sempra Energy actuará en forma congruente con los intereses de los inversionistas. Además, las decisiones de Sempra Energy con respecto a la venta de acciones de la Compañía que controla indirectamente, o las percepciones en el sentido de que Sempra Energy podría causar que se vendan dichas acciones, podrían afectar el precio de mercado de las acciones de la Compañía.

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

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 tipo 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 interés 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. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés”

La Compañía no puede garantizar que pagará o mantendrá una política de dividendos en efectivo.

En su caso, el monto disponible para el pago de dividendos en efectivo dependerá de diversos factores, incluyendo los futuros resultados de operación y situación financiera, sus necesidades de capital y los términos y condiciones de las restricciones legales y contractuales aplicables a la Compañía y a sus subsidiarias y negocios conjuntos, incluyendo los términos de sus instrumentos de

deuda. Además, el monto disponible para el pago de dividendos en efectivo podría variar sustancialmente con respecto al proyectado. La Compañía no puede garantizar que podrá pagar dividendos o mantener una política de pago de dividendos. Los resultados reales de la Compañía podrían diferir sustancialmente de las presunciones utilizadas por el consejo de administración como base para la recomendación de un pago de dividendos a los accionistas, o para la adopción o la modificación de una política de dividendos de la Compañía en el futuro. Además, no hay garantía de que el consejo de administración de la Compañía recomendará el pago de dividendos a los accionistas, o que en caso de que recomiende dicho pago, éste será aprobado por los accionistas de la Compañía. Sempra Energy, en su carácter de accionista controlador de la Compañía, tiene la facultad de establecer y modificar la política de dividendos de esta última y, en su caso, de decretar el pago de dividendos. El pago de dividendos por parte de la Compañía y el monto de los mismos, están sujetos a su aprobación por los accionistas. En tanto el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía sea titular de la mayoría de las acciones representativas del capital social de esta última, tendrá la facultad de decidir si la Compañía pagará o no pagará dividendos y, en su caso, de determinar el monto de los mismos.

El pago de dividendos a los tenedores de las Acciones de la Compañía podrá ser en Pesos mexicanos.

La Compañía podría efectuar pagos de dividendos, en Pesos mexicanos, a los tenedores de sus Acciones. Cualquier fluctuación significativa en el tipo de cambio entre el Peso mexicano y el Dólar de los Estados Unidos u otras divisas podría tener un impacto adverso en el dólar americano u otros importes en divisas equivalentes que los tenedores de sus Acciones reciban como resultado de la conversión. Adicionalmente, el monto pagado por la Compañía en Pesos mexicanos podrá no ser fácilmente convertible a Dólares Estadounidenses u otras divisas. Si bien el gobierno federal mexicano actualmente no restringe la capacidad de los individuos o personas morales, mexicanos o extranjeros, para cambiar Pesos mexicanos a Dólares Estadounidenses u otras divisas, el gobierno federal mexicano podría, en el futuro, instituir políticas de control de cambio restrictivas. Las fluctuaciones futuras en los tipos de cambio y el efecto de cualquier medida de control de cambios adoptada por el gobierno mexicano sobre la economía mexicana no pueden ser predichas.

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios, en México, son diferentes y podrían ser más difíciles de ejecutar, en comparación con las otorgadas en Estados Unidos y otros países.

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios, en México, son diferentes y podrían ser más débiles que las de otras jurisdicciones, incluyendo las de Estados Unidos. A pesar de que la legislación mexicana permite a cualquier accionista tenedor del 5% de las acciones comunes en circulación, iniciar una demanda en representación de un accionista persona moral (*shareholder derivative action*) en contra de cualquier acción corporativa, mediante el cumplimiento de ciertos requisitos procedimentales, y establece deberes específicos de deber y lealtad aplicables a los directos y principales funcionarios, la ley substantiva en relación a deberes fiduciarios de los directores no ha sido objeto de interpretación judicial extensa en México.

Asimismo, no existen procedimientos de demandas colectivas de accionistas en México, de la manera en que existen en Estados Unidos, y hay requisitos procedimentales distintos para el inicio de demandas en contra de los directores en México. Únicamente las demandas instauradas en representación de un accionista persona moral, en contraposición a una demanda por acción directa, puede ser instaurada por incumplimiento de los deberes fiduciarios. Por lo anterior, puede ser más difícil para los accionistas minoritarios el ejecutar sus derechos en contra de la Compañía, sus directores o el accionista controlador indirecto, en comparación a lo que sería para los accionistas minoritarios de una sociedad norteamericana. La legislación mexicana establece recursos que puede ser diferentes a los establecidos por las leyes de valores en otras jurisdicciones, incluyendo los Estados Unidos. En tal virtud, los accionistas no podrán entablar los tipos de acciones legales, o solicitar el cumplimiento de derechos o recursos, que pudieran normalmente iniciar bajo las leyes de mercado de valores en otras jurisdicciones, incluyendo los Estados Unidos.

Los accionistas no mexicanos pueden no contar con derechos de preferencia.

Bajo la legislación mexicana, siempre que la Compañía emite nuevas acciones de capital social por aportación de efectivo, generalmente, debe otorgar derechos de preferencia a sus accionistas, dándoles el derecho de adquirir un número suficiente de acciones para mantener el porcentaje de su tenencia accionaria existente, con excepción de: (1) acciones emitidas por la Compañía

como consecuencia de fusiones; (2) acciones emitidas como resultado de la conversión de obligaciones convertibles, cuyas acciones subyacentes ya hayan sido aprobadas y se encuentren en tesorería; (3) acciones emitidas en relación con la capitalización de las cuentas de capital social de los accionistas; (4) acciones recompradas que se encuentren en tesorería para ser revendidas en el mercado; y (5) acciones para ser colocadas en una oferta pública, en los términos de la LMV. Es posible que la Compañía no pueda ofrecer acciones a accionistas no mexicanos debido a los derechos de preferencia otorgados a los accionistas en relación con cualquier emisión futura de acciones, a menos que sea efectiva una declaración de registro bajo la Ley de Valores, o se siga un procedimiento similar con respecto a dichos derechos y acciones, o se encuentre disponible una exención de los requisitos de registro de la Ley de Valores o una excepción similar.

En la fecha de cualquier oferta de derechos, la Compañía pretende evaluar los costos y responsabilidades potenciales relacionadas con una declaración de registro para permitir a los accionistas norteamericanos ejercer sus derechos de preferencia, los beneficios, directos e indirectos, y cualquier otro factor que se considere apropiado, en ese momento. La Compañía decidirá, entonces, si presenta la declaración de registro. La Compañía no está obligada a presentar dicha declaración de registro y, de hecho, puede que la misma no sea presentada. Como resultado, los accionistas norteamericanos tal vez no podrán ejercer sus derechos de preferencia en emisiones futuras de las acciones de capital social de la Compañía. En este caso, el interés económico y de voto de los accionistas norteamericanos en el capital social total de la Compañía podrá disminuir y los accionistas norteamericanos verían diluida su tenencia accionaria respecto de las acciones de la Compañía.

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.

Los estatutos sociales de la Compañía contienen estipulaciones que requieren la aprobación del consejo de administración para la adquisición de una participación significativa de su capital social.

Ciertas estipulaciones de los estatutos sociales de la Compañía, podrían dificultar a un tercero la adquisición de un porcentaje significativo de las acciones de la Compañía, sin crear la obligación de comprar todo o parte de las acciones de la Compañía. Estas estipulaciones estatutarias podrían desalentar ciertos tipos de operaciones que involucren la adquisición de las acciones de la Compañía. Asimismo, estas estipulaciones podrían desalentar operaciones en las que los accionistas de la Compañía podrían recibir una prima sobre el valor de mercado actual de sus acciones. Por ejemplo, sujeto a ciertas excepciones, cualquier persona que busque la adquisición de la propiedad del 10% o más del capital social en circulación de la Compañía necesitará obtener la aprobación previa y por escrito del consejo de administración. Si se requiere la aprobación del consejo de administración, bajo los estatutos sociales de la Compañía con respecto a cualquier adquisición de acciones o convenio de derechos de voto, y dicha adquisición o convenio de derechos de voto, se realiza sin dicha aprobación, los derechos de voto con respecto a dichas acciones podrán ser nulos, y si una persona adquiere acciones en contravención a estas disposiciones, se le podrá requerir el venderlas dentro de los 90 días siguientes a dicha adquisición. El consejo de administración de la Compañía podrá tomar en consideración ciertos factores establecidos en los estatutos sociales, así como cualquier aprobación previa por parte de las autoridades gubernamentales que haya sido requerida para dicha adquisición, incluyendo aprobaciones de anti-monopolio u otra aprobación regulatoria (como, por ejemplo, cualquier aprobación previa por parte de la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos que sea requerida para dicha adquisición que se pretende realizar). Ver “Legislación aplicable y situación tributaria.”

Asimismo, aún si una adquisición de más del 20%, pero menos del 40%, de las acciones de la Compañía es aprobada por el consejo de administración, el adquirente podrá efectuar una oferta pública de efectivo por lo que resulte mayor de entre: (1) el porcentaje de nuestro capital social que dicho adquirente espere comprar; o (2) 10% del capital social total de la Compañía, siempre que dicha adquisición no exceda del 50% de las acciones ordinarias de la Compañía, o resulte en un cambio de control. En caso de que el consejo de administración autorice una adquisición de una participación del 40%, o que resulte en un cambio de control, sin

perjuicio de la autorización, el adquirente deberá efectuar una oferta pública en efectivo por el 100% del capital social total de la Compañía, y a todos los accionistas se les deberá pagar el mismo precio que el pagado por las acciones ofrecidas durante la oferta.

Las restricciones aplicables a una posible adquisición de acciones, estipuladas en los estatutos sociales de la Compañía, pueden desalentar posibles adquisiciones futuras de las acciones de la Compañía y, consecuentemente, tener un efecto negativo en la liquidez y precio comercial de sus acciones.

Los estatutos de la Compañía contienen disposiciones tendientes a evitar la celebración de operaciones que impliquen un cambio de control que, de lo contrario, podrían redundar en beneficio de la misma.

Los estatutos de la Compañía contienen ciertas disposiciones que podrían dificultar que algún tercero adquiriera una participación accionaria sustancial en la Compañía sin verse obligado a adquirir una participación aún mayor o la totalidad de las acciones de la Compañía. Estas disposiciones podrían impedir la celebración de ciertos tipos de operaciones que involucren la adquisición de acciones de la Compañía. Además, estas disposiciones podrían impedir la celebración de operaciones en virtud de las cuales los accionistas de la Compañía recibirían una prima sobre el precio de mercado de sus valores. En consecuencia, la persona cuya adquisición de acciones se considere en contravención a las disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía no podrán ejercitar los derechos corporativos correspondientes a dichas acciones, incluyendo específicamente el derecho de voto. Adicionalmente, la persona que adquiriera acciones en violación de lo previsto en los estatutos sociales, está obligada a enajenar las acciones objeto de la adquisición mediante una o varias operaciones en la BMV, en un plazo que no exceda de 90 días desde la fecha en que se hayan adquirido dichas acciones, sin perjuicio de los derechos patrimoniales del adquirente mientras no haya enajenado las acciones objeto de la adquisición. Adicionalmente, el consejo de administración podría considerar ciertos factores previstos en los estatutos sociales de la Compañía, así como autorizaciones gubernamentales requeridas para llevar a cabo dicha adquisición, incluyendo autorizaciones en materia de competencia económica o regulatorias. Para mayor información con respecto a estas medidas, véase la sección “Administración - Estatutos sociales y otros convenios - Disposiciones tendientes a impedir los cambios de control”.

De conformidad con lo dispuesto por la ley, los estatutos de la Compañía limitan la capacidad de los accionistas extranjeros para invocar la protección de sus gobiernos con respecto a sus derechos como accionistas de la Compañía.

En cumplimiento de lo dispuesto por la ley, los estatutos de la Compañía establecen que los accionistas extranjeros serán considerados como mexicanos respecto de las acciones que adquieran, respecto de los bienes, derechos, concesiones, participaciones e intereses de los que la Compañía sea titular, y respecto de los derechos y las obligaciones que deriven de los contratos entre la Compañía y el gobierno mexicano. De conformidad con esta disposición, se considera que los accionistas extranjeros se han obligado a no invocar la protección de sus gobiernos solicitando que los mismos interpongan una reclamación diplomática en contra del gobierno mexicano en relación con sus derechos como accionistas de la Compañía, pero no se considera que han renunciado a cualesquiera otros derechos que puedan tener con respecto a su inversión en la Compañía. Los accionistas que invoquen la protección de sus gobiernos en violación de este convenio, perderán sus acciones en favor del gobierno mexicano.

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 perspectivas 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 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 y los acontecimientos de orden económico, político, legislativo, regulatorio y competitivo, a nivel local, nacional e internacional;

- 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;
- Los mercados de energéticos, incluyendo la fecha y el alcance de las fluctuaciones y la volatilidad en los precios de los insumos;
- Los servicios prestados y financiamientos otorgados a la Compañía por sus filiales;
- Los resultados de los litigios y conflictos de la Compañía;
- La pérdida de los proveedores o clientes más importantes de la Compañía;
- 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 disponibilidad de electricidad, gas natural, etano, Gas LP y GNL, incluyendo los trastornos provocados por las explosiones y las fallas de los equipos de la Compañía;
- Las guerras, los atentados terroristas, la delincuencia a nivel local, las condiciones climáticas, los desastres naturales, los accidentes catastróficos y los esfuerzos en materia de preservación;
- El índice de inflación, las tasas de interés y los tipos de cambio;
- 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;
- 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 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 de energía;
- Interrupciones temporales o permanentes a las operaciones de sus activos, gasoductos y/o instalaciones de almacenamiento 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, 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;
- Los riesgos de que sus socios y contrapartes no sean capaces o no estén dispuestos a cumplir con sus obligaciones contractuales;
- Los riesgos relacionados con las decisiones y actos de socios en negocios conjuntos; y
- Los demás riesgos y factores inciertos descritos en esta sección y en el resto de este Reporte.

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,” “depende,” “debería,” “podría,” “tendría,” “tendrá,” “podrá,” “posible,” “objetivo,” “meta” y otras de tenor similar. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro únicamente son válidas a la fecha de este Reporte. 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

Con fecha 11 de febrero de 2013, la CNBV otorgó autorización para la inscripción en el RNV de un programa de certificados bursátiles de la Compañía por un monto de MXN\$12,800 millones de Pesos o su equivalente en UDIs, el cual quedó inscrito bajo el número 3420-4.15-2013-001. Este programa venció el 11 de febrero de 2018.

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 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) a una tasa de interés equivalente a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“TIIE”), más 30 puntos base. La segunda emisión de certificados bursátiles fue pagada a su vencimiento el 8 de febrero de 2018. La Compañía aplicó los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$408 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, así como al financiamiento de sus planes de expansión. El 12 de febrero de 2013, la Compañía celebró contratos de swaps para cubrir su exposición a fluctuaciones en las tasas de interés y al pago de sus obligaciones denominadas en Pesos relacionadas con la emisión de certificados bursátiles. Para los certificados bursátiles con vencimiento en 2018, se intercambiaron la tasa variable en Pesos a una tasa fija en Dólares, intercambiando pagos de capital e intereses a Dólares. Para los certificados bursátiles con vencimiento en 2023, se intercambiaron la tasa fija del Peso a una tasa fija del Dólar, intercambiando los pagos de capital e intereses a Dólares. Véase la sección *“Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital - Deuda insoluta”* y *“Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital- Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado - Administración del riesgo de tasas de interés”*.

El 14 de diciembre de 2017 la Compañía efectuó la 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 (conjuntamente, los “Senior Notes”). 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 América 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.

Derivado de lo anterior, la Compañía está sujeta a las obligaciones de divulgación y de presentar reportes periódicos ante 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. 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

A la fecha de este Reporte Anual, la Compañía no ha realizado modificaciones a los derechos de los valores inscritos en el RNV que mantiene la CNBV.

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, 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:

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. 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.

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

Acontecimientos Recientes

Ampliación del monto y del plazo del crédito revolvente. En febrero de 2019, la Compañía informó que en relación con el contrato de crédito en cuenta corriente, existente por USD\$1,170 millones, celebró un convenio modificatorio 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 y (iii) incluir a JP Morgan y Credit Agricole en el sindicato de acreedores. Las instituciones financieras que forman parte del Contrato de Crédito son Banco Santander, MUFG, The Bank of Nova Scotia, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Banamex, Bank of America, BBVA Bancomer, Mizuho Bank, JP Morgan y Credit Agricole.

Con fecha de 11 de abril de 2019, la Compañía, celebró un contrato de crédito en cuenta corriente por hasta USD\$100 millones con Scotiabank. 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.

Con fecha de 30 de abril de 2019, la Compañía anunció la firma de dos contratos de largo plazo para utilizar los servicios de recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados en terminales que IEnova está desarrollando en Manzanillo, Colima, y Guadalajara, Jalisco.

Eventos relevantes

En diciembre 2018, la Compañía anunció la firma de un contrato de largo plazo de compraventa de energía eléctrica con Minera Autlán. Un contrato por un plazo de 15 años de compraventa de energía eléctrica, que será generada mediante su portafolio de proyectos de generación solar.

En noviembre 2018, La Compañía anunció la celebración de un contrato de crédito en cuenta corriente con Sempra Global, una sociedad afiliada, por la cantidad de hasta USD\$320 millones y con vencimiento en el mes de agosto de 2020.

En noviembre 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos preliminares con empresas afiliadas de Total, Mitsui y Tokyo Gas para la capacidad total de la primera fase del proyecto de licuefacción de gas natural de Energía Costa Azul, ubicado en Baja California, México. Los tres acuerdos preliminares para la primera fase de ECA LNG prevén que las partes negociarán y finalizarán acuerdos definitivos de compraventa de GNL a 20 años. Cada una de las tres compañías potencialmente comprará aproximadamente 0.8 Mtpa de GNL de la primera fase de ECA LNG. Se tiene previsto tomar una decisión final de inversión a finales de 2019, con potenciales primeras entregas de GNL en 2023.

En octubre de 2018, la Compañía anunció la firma de un contrato de largo plazo de compraventa de energía eléctrica con Scotiabank y varias afiliadas, un contrato por un plazo de 15 años de compraventa de energía eléctrica, que será generada mediante su portafolio de proyectos de generación solar.

La Compañía firmó contratos de compra-venta y asociación para el desarrollo de un terminal marina de productos refinados en Manzanillo, Colima y un contrato de uso por el 50% de su capacidad inicial. En septiembre de 2018, la Compañía, anunció la firma de un contrato de largo plazo, denominado en dólares, con una subsidiaria de Trafigura por 740 mil barriles de capacidad de almacenamiento en una terminal marina de recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Manzanillo, Colima. Como parte de estos acuerdos, IEnova también completó la adquisición del 51% de la compañía cuya subsidiaria es propietaria de ciertos permisos y los terrenos donde, sujeto a la obtención de los permisos restantes y otras condiciones, se construirá la terminal. Filiales de Trafigura mantienen el 49% de la propiedad del proyecto. Ambas empresas firmaron un contrato de asociación para desarrollar, construir y operar la terminal. IEnova tendrá 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. El proyecto contempla una inversión de aproximadamente USD\$200 millones de dólares y se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, inicie operaciones durante el cuarto trimestre de 2020.

El 8 de agosto de 2018, la Compañía anunció que el Consejo de Administración designó a Tania Ortiz Mena López Negrete como Directora General de IEnova, quien asumió el cargo a partir del 1 de septiembre de 2018. Tania Ortiz Mena López Negrete se desempeñó anteriormente como Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo de IEnova y tiene más de 19 años de experiencia en IEnova y 25 años de experiencia en la industria. Carlos Ruiz Sacristán fue ratificado como Presidente del Consejo de Administración de IEnova por lo que continuará, en conjunto con Tania Ortiz Mena López Negrete, impulsando la estrategia de crecimiento de la empresa.

La Compañía ganó concurso público para el desarrollo de una terminal marina de hidrocarburos organizado por la Administración Portuaria Integral (API) de Topolobampo en el estado de Sinaloa. En julio de 2018, La Compañía resultó ganadora del concurso convocado para la construcción y operación de una terminal marina para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos, principalmente diésel y gasolina. La primera fase de la terminal tendrá una capacidad de aproximadamente un millón de barriles y una inversión estimada de USD\$150 millones. La terminal podría expandir su capacidad de almacenamiento de refinados y/o prestar servicios a otros productos como petroquímicos. Se espera el inicio de operaciones para el cuarto trimestre de 2020. En septiembre y octubre de 2018, IEnova anunció la firma de dos contratos de largo plazo, con subsidiarias de Chevron y Marathon 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 cada uno, Chevron y Marathon, utilizar

aproximadamente el 50% de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir hasta el 25% de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial.

En junio de 2018, en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía, se aprobó la constitución del fondo de recompra de acciones propias en términos de lo previsto en el artículo 56 fracción IV, de la LMV, con un monto máximo de hasta USD\$250 millones para 2018. En noviembre 2018, la Compañía designó a J.P Morgan como su agente del Programa de Recompra de Acciones. Al 30 de abril de 2019, la Compañía ha recomprado 3.6 millones de acciones.

Firma de dos contratos de largo plazo en relación a la terminal marina Baja Refinados para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados en Baja California. En abril de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina y diésel, dentro del Centro Energético La Jovita, localizado 23 km al norte de Ensenada, B.C., México. La Compañía firmó dos contratos de largo plazo, uno con Chevron y otro con BP para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina y diésel. De forma conjunta, estos contratos representan el 100% de la capacidad inicial de almacenamiento de la terminal de un millón de barriles. Actualmente, afiliadas de Chevron tienen la opción de adquirir hasta el 20% de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial. Con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones, se espera que la terminal inicie operaciones comerciales durante el cuarto trimestre de 2020.

Firma de un contrato de compraventa de energía eléctrica con Liverpool. En febrero de 2018, la Compañía anuncio la firma de un contrato, con plazo de 15 años, con varias subsidiarias de Liverpool. El contrato incluye la compraventa de energía eléctrica, que será generada en una nueva planta de energía solar ubicada en el municipio de Benjamin Hill en el Estado de Sonora. La planta tendrá capacidad para suministrar a Liverpool y a otros grandes consumidores de energía. La Compañía desarrollara, construirá y operara el proyecto Don Diego Solar con una capacidad de 125 MW_{ac}. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019 y la inversión de aproximadamente USD\$130 millones.

Firma de un contrato para la emisión de cartas de crédito standby. En enero de 2018, la Compañía anunció la firma de un contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito standby, por un monto equivalente a USD\$1,000 millones, con el fin de homologar y hacer más eficiente el proceso para la emisión de cartas de crédito que son requeridas por entidades gubernamentales o terceros. El sindicato de bancos está formado por Banco Nacional de México, SMBC, BBVA Bancomer, Scotiabank Inverlat, Mizuho, BNP Paribas y Santander. Este contrato tendrá una vigencia de cinco años. Este contrato y las cartas de crédito emitidas bajo el mismo no constituyen deuda a cargo de la Compañía.

Descripción del negocio:

La Compañía es la primera empresa del sector privado dedicada a la infraestructura energética que cotiza en la BMV y en términos de participación de mercado, una de las compañías de energía del sector privado más grandes de México. 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 infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Actividad Principal:

i)Actividad Principal

La Compañía es la primera empresa del sector privado dedicada a la infraestructura energética que cotiza en la BMV y en términos de participación de mercado, una de las compañías de energía del sector privado más grandes de México. 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 infraestructura energética que se encuentra abierta a la inversión privada.

Los activos de la Compañía se encuentran distribuidos en dos segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural, GNL y Gas LP, compresión de gas natural, transporte de etano en fase líquida y gaseosa, distribución de gas natural y almacenamiento de productos refinados, estos últimos se encuentran en construcción; y (2) el segmento de electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, parques eólicos y plantas de generación de energía fotovoltaica, de los cuales algunos se encuentran en desarrollo o construcción. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de un alto nivel crediticio.

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 Mantenedos 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 los años concluidos el 31 de diciembre de 2017 y 2016, para reflejar los resultados financieros de la planta de generación de energía TDM bajo operaciones continuas. Véase nota 12 de los estados financieros auditados.

En los últimos 22 años, la presencia de la Compañía como empresa líder en la inversión privada en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través del desarrollo de nuevos proyectos, como de crecimiento orgánico, adquisiciones y diversificación de cartera de clientes), habiendo invertido aproximadamente USD\$8.2 mil millones en obras de infraestructura de energía, incluyendo adquisiciones e inversiones a través de los negocios conjuntos.

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 (que anteriormente no tenía acceso a los sistemas de gasoductos de México y los Estados Unidos);
- La Compañía era socia de Pemex TRI en IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, el primer negocio conjunto de infraestructura de gas en México, entre PEMEX y privados. El 27 de septiembre de 2016 la Compañía

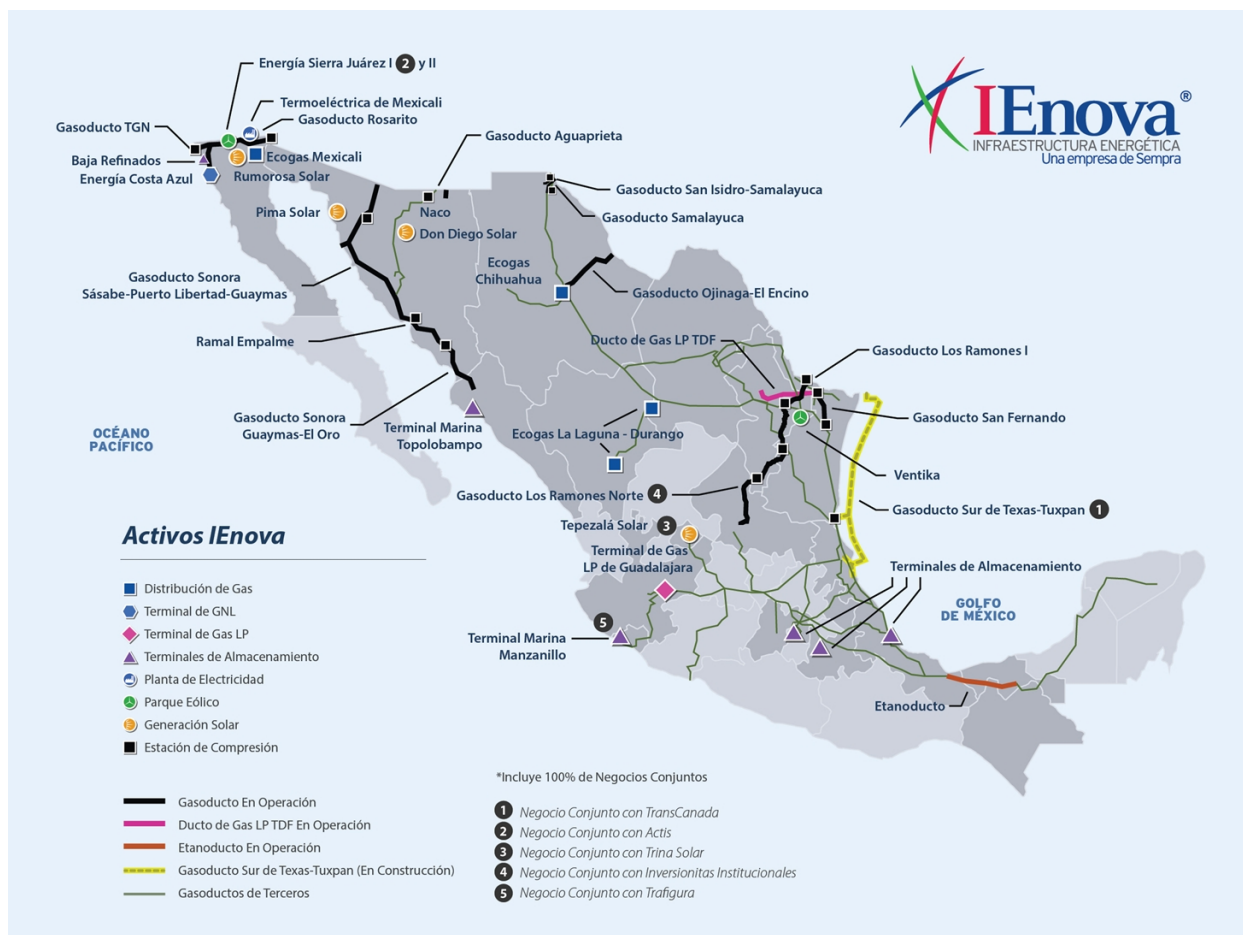
aumentó su participación indirecta en IEnova Pipelines del 50% al 100% mediante la adquisición del 50% restante en IEnova Pipelines por un monto de USD\$1,143.8 millones en efectivo, más los pasivos existentes por aproximadamente USD\$388 millones;

- La Compañía construyó la primera terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano;
- La Compañía está construyendo, mediante un negocio conjunto con TransCanada, el gasoducto marino denominado Sur de Texas - Tuxpan, un sistema de transporte de gas natural de aproximadamente 800 km de longitud con una capacidad de 2,600 mmpcd (27 mmthd) y una estación de compresión conforme al contrato de servicios de transporte de gas natural celebrado con la CFE en junio de 2016, que se espera que inicie operaciones en el segundo trimestre de 2019, con una inversión de USD\$992 millones aproximadamente (participación de la Compañía);
- La Compañía anunció la firma de un contrato de suministro eléctrico por 20 años, de su empresa ESJ Renovable II, S. de R.L. de C.V. con la empresa DeAcero para suministrarle energía, CELs y capacidad generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. Pima Solar inició operaciones en el primer trimestre de 2019, cuenta con una capacidad de 110 MW_{ac} y con una inversión de aproximadamente USD\$115;
- La Compañía resultó ganadora del concurso convocado por la Administración Portuaria Integral (API) de Veracruz para la construcción y operación de una terminal marina para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina, diésel y turbosina. La terminal será construida en el nuevo puerto de Veracruz, con una capacidad de aproximadamente 2.1 millones de barriles. Se espera que la terminal marina inicie operaciones entre el cuarto trimestre de 2019 y el primer trimestre de 2020;
- La Compañía firmó un contrato con una subsidiaria de Valero Energy Corporation respecto de la capacidad de la nueva terminal de almacenamiento en Veracruz y la capacidad de las terminales de Puebla y Valle de México. Estos contratos de productos refinados son de largo plazo, en base firme. La inversión estimada es de USD\$440 millones para las terminales de Veracruz, Puebla y Valle de México. Se espera que las terminales terrestres inicien operaciones entre el cuarto trimestre de 2019 y el primer trimestre de 2020;
- La Compañía ganó un concurso público para el desarrollo de una terminal marina de hidrocarburos organizado por la Administración Portuaria Integral (API) de Topolobampo en el estado de Sinaloa. La primera fase de la terminal tendrá una capacidad de aproximadamente un millón de barriles y una inversión estimada de USD\$150 millones. La terminal podría expandir su capacidad de almacenamiento de refinados y/o prestar servicios a otros productos como petroquímicos. Se espera el inicio de operaciones para el cuarto trimestre de 2020. En septiembre y octubre de 2018, IEnova anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon 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 cada uno, Chevron y Marathon, utilizar aproximadamente el 50% de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal;
- La Compañía firmó dos contratos de largo plazo con relación a la terminal marina Baja Refinados, uno con Chevron y otro con BP para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos, principalmente gasolina y diésel. De forma conjunta, estos contratos representan el 100% de la capacidad inicial de almacenamiento de la terminal de un millón de barriles, con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones, se espera que la terminal inicie operaciones comerciales durante el cuarto trimestre de 2020;
- La Compañía, anunció la firma de un contrato de largo plazo, denominado en dólares, con una subsidiaria de Trafígra por 740 mil barriles de capacidad de almacenamiento en una terminal marina de recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Manzanillo, Colima. Como parte de estos acuerdos, IEnova también completó la adquisición del 51% de la compañía cuya subsidiaria es propietaria de ciertos permisos y los terrenos donde, sujeto a la obtención de los permisos restantes y otras condiciones, se construirá la terminal. El proyecto contempla una inversión de

aproximadamente USD\$200 millones de dólares y se espera que, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, inicie operaciones durante el cuarto trimestre de 2020; y

- La Compañía anunció la firma de un contrato con Liverpool para la compraventa de energía eléctrica, que será generada en la planta de energía solar Don Diego. El proyecto tendrá 125 MW_{ac} y una inversión aproximada de USD\$130 millones.
- La Compañía anunció la firma de contratos de largo plazo con Scotiabank y Autlán, dichos contratos son por un plazo de 15 años de compraventa de energía eléctrica, que será generada mediante el portafolio de proyectos de generación solar.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los principales activos de la Compañía, los cuales están divididos en el segmento de Gas y en el segmento de Electricidad.



Segmento Gas

Negocio de Ductos y Almacenamiento

El negocio de ductos de la Compañía desarrolla y opera sistemas para el recibo, transporte, compresión, almacenamiento y entrega de gas natural, etano y Gas LP en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Jalisco, 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 (incluyendo aproximadamente 800 km en construcción a diciembre de 2018) con capacidad acumulada de diseño para transporte de más de 16,501 mmpcd (171.6 mmthd);
- Doce estaciones de compresión de gas natural en operación y tres en construcción con potencia total superior a 588,810 caballos de fuerza;
- 190 km de gasoductos de Gas LP con capacidad de diseño para transporte de 34,000 Bbld (1.9 mmthd);
- 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 liquido); y
- Una terminal de Gas LP con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mmthd) cerca de Guadalajara.

Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Transportadora de Gas Natural de Baja California o TGN, Gasoducto Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro - Samalayuca, el Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los Ramones I, Ducto TDF, la Estación Gloria a Dios, la Terminal de Gas LP de Guadalajara, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan (que la Compañía espera inicie operaciones comerciales en el segundo trimestre de 2019)

Negocio de Gas Natural Licuado

La terminal de GNL “Energía Costa Azul”, que entró en operación en 2008, está ubicada en Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recibo de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe y almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para ser transportado hacia Baja California y los Estados Unidos. El negocio de GNL de la Compañía también compra GNL por cuenta propia, para su almacenamiento y regasificación en esta terminal y posterior venta a clientes independientes y a partes relacionadas. La Terminal de GNL cuenta con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 320,000 metros cúbicos o m³ (73.3 Mth) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 Mth); y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mmpcd (13.5 mmthd) y una capacidad nominal de 1,000 mmpcd (10.4 mmthd).

Negocio de Almacenamiento de Productos Refinados

El negocio de almacenamiento de productos refinados, desarrolla sistemas para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos, principalmente gasolina, diésel y turbosina en los estados de Baja California, Colima, Puebla, Sinaloa, Veracruz y Valle de México. Actualmente la Compañía cuenta con cuatro terminales marinas y dos terrestres en proceso de desarrollo o construcción, con una capacidad de almacenamiento de 6.9 millones de barriles, con capacidad de expansión.

Negocio de Distribución de Gas Natural

La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural denominado como 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 3,950 km, atiende actualmente a más de 122,000 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$1,059 millones, USD\$992 millones y USD\$651 millones, equivalentes al 77%, 81% y 85% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA Ajustada de aproximadamente USD\$716 millones, USD\$663 millones y USD\$481 millones, equivalentes al 82%, 87% y 95% del total de la UAIDA Ajustada total, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Los ingresos antes mencionados no incluyen la participación en las

utilidades de los negocios conjuntos, sin embargo, la UAIDA Ajustada del segmento Gas incluye la participación en la UAIDA Ajustada atribuible a los negocios conjuntos.

Segmento Electricidad

Generación de electricidad con gas natural

La Compañía es propietaria y operadora de la planta de ciclo combinado llamada Termoeléctrica de Mexicali, cuya capacidad es de 625 MW, alimentada con gas natural y 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 y en febrero 2013 y de 2015 recibió de PROFEPA el certificado de industria limpia por desempeño ambiental sobresaliente. La planta está directamente interconectada a la red de la 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 posibles clientes en el estado norteamericano de California. Aunque actualmente toda la producción de la planta está conectada a la red de los Estados Unidos, la transmisión física puede modificarse para entregar la totalidad o parte de la producción a la subestación La Rosita de la CFE mediante la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente dos km, sujeto a la obtención de los permisos necesarios, incluyendo los que compete otorgar a la CRE.

Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

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

- Energía Sierra Juárez es un negocio conjunto con Actis, en el cual la Compañía mantiene una participación del 50%. En su etapa inicial, este activo consiste en 47 aerogeneradores con una capacidad total de 155 MW. El total de electricidad que genera la etapa inicial es adquirida por la afiliada de la Compañía en Estados Unidos, San Diego Gas & Electric Company mediante un contrato de compra de energía con una vigencia de 20 años. 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 ubicará en las cercanías de la primera etapa de Energía Sierra Juárez con una capacidad de 108 MW, la cual actualmente se encuentra en construcción y se estima una fecha de inicio de operación comercial durante el cuarto trimestre de 2020, con una inversión de aproximadamente USD\$150 millones.
- Ventika incluye dos parques eólicos adyacentes ubicados en el estado de Nuevo León, con 84 turbinas y una capacidad instalada de 252 MW. Sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de compraventa de energía a 20 años, denominados en Dólares.

Generación de electricidad a partir de fuentes solares

La Compañía cuenta con tres parques solares en proceso de construcción y uno en operaciones, en los estados de Aguascalientes, Baja California y Sonora, estos parques tienen las siguientes características:

- Rumorosa Solar con una capacidad de aproximadamente 41 MW_{ac}. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el segundo trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$50 millones.
- Tepezalá Solar con una capacidad de aproximadamente 100 MW_{ac}. El proyecto se desarrolla y construye en asociación entre la Compañía y Trina Solar la cual mantendrá una participación minoritaria del 10%. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el segundo trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$100 millones.
- Don Diego Solar con una capacidad de 125 MW_{ac}. Se estima que la fecha de operación comercial sea durante el cuarto trimestre de 2019 y con una inversión de aproximadamente USD\$130 millones.

- Pima Solar con una capacidad de 110 MW_{ac} inició operación comercial en el primer trimestre de 2019, con una inversión de aproximadamente USD\$115 millones.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$308 millones, USD\$229 millones y USD\$114 millones, equivalentes al 23%, 19% y 15% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA Ajustada de aproximadamente USD\$161 millones, USD\$104 millones y USD\$23 millones, equivalentes al 18%, 14% y 5% del total de la UAIDA Ajustada, respectivamente, de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Los ingresos antes mencionados no incluyen la participación en las utilidades del negocio conjunto, sin embargo, la UAIDA Ajustada del segmento Electricidad incluye la participación en la UAIDA Ajustada atribuible al 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. Ver nota 1.3 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Canales de distribución:

Distribución

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 2018, el sistema ECOGAS, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,950 km, atiende actualmente a más de 122,000 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 2018:

	Mexicali	Chihuahua	La Laguna – Durango	Total
Longitud del Sistema (km)	566	2,288	1,093	3,947
Número de Clientes:				
Sector residencial	15,776	72,193	31,444	119,413
Sector comercial/industrial	382	2,069	1,032	3,483
Distribución (mmpcd):				
Sector residencial	435	3,618	833	4,886
Sector comercial/industrial	25,599	35,190	11,325	72,114

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 2018, los clientes residenciales representan el 97.2% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 46.6% 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 2018, los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el 2.8% del total de clientes (en términos del número de cuentas), pero adquieren el 93.7% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 53.4% 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.

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, Fundación IEnova, IEnova Gasoductos, IEnova infraestructura energética una empresa de Sempra 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 24.9.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

(miles de Dólares)		Años terminado el 31 de diciembre de		
		2018	2017	2016
	Segmento			
Cliente 1	Gas	317,805	317,055	226,496
Cliente 2	Electricidad y Gas	218,126	142,445	—
Cliente 3	Gas	171,666	168,937	40,592
Cliente 4	Gas	143,026	113,086	6,143
Cliente 5	Gas	123,366	114,093	30,040
Cliente 6	Gas	98,435	103,043	101,998
Cliente 7	Gas	84,846	87,160	88,646
Cliente 8*	Electricidad	36,353	35,389	3,594
Cliente 9	Gas	36,723	36,397	35,839
Cliente 10	Electricidad	—	—	110,576
Otros **		138,209	105,300	123,165
Ingresos		1,368,555	1,222,905	767,089

* Ver Nota 12 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

** 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 2018, 2017 y 2016: CFE, SGPM, CENAGAS, Sempra Natural Gas, Sempra Generation y Shell.

SGPM, Sempra Natural Gas y Sempra Generation son subsidiarias de Sempra Energy, el accionista de control indirecto de la Compañía.

Legislación aplicable y situación tributaria:

REGULACION, PERMISOS Y CUESTIONES AMBIENTALES

v) Legislación aplicable y situación tributaria

Todas las actividades de la Compañía en México se encuentran reguladas por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como por un conjunto diverso de leyes, reglamentos, regulaciones, lineamientos y normas técnicas oficiales.

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 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 gasoductos 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 dentro de la zona única de distribución definidas y autorizada por la CRE.
- **Comercialización:** Comprende las actividades relacionadas con la comercialización de hidrocarburos, incluyendo la compra y venta de gas natural y servicios de valor agregado de corretaje o de intermediario para los usuarios finales.
- **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 (renovable, cinética, térmica, nuclear, entre otras) en electricidad. Incluye el suministro o 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 suministrar 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 autoabastecimiento, o la compra de energía eléctrica a una planta generadora de energía eléctrica en el extranjero, cuando la misma se encuentra debidamente interconectada al Sistema Eléctrico Nacional.

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 también permiten a entidades del sector privado obtener permisos para procesar, refinar, comercializar, transportar, almacenar, importar y exportar hidrocarburos, incluyendo el procesamiento, la compresión, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta al menudeo (expendio al público) de gas natural, el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta al menudeo (expendio al público) de petrolíferos, incluyendo el Gas LP y el transporte (por ductos) y 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, 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 para la actividad correspondiente, 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 Secretaría de Energía (en ciertos casos) y por la Secretaría de Hacienda. 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 Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio, 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 Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda, respectivamente. Hemos 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. 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, 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, la COFECE, la SEMARNAT, ASEA, la SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Además, los permisos otorgados por la CRE también imponen una serie de obligaciones regulatorias, así como el cumplimiento con términos y condiciones específicos, incluyendo los llamados “Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio”.

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), existían dos tipos de permisos de almacenamiento y transporte de gas natural: (i) de acceso abierto (para proporcionar servicios de manera similar y no discriminatoria), 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.

Todas las instalaciones de acceso abierto 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. 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.

Los permisionarios 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;

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

Tarifas

Ciertos servicios de gas natural, GNL, Gas LP y productos petrolíferos de *midstream* y *downstream* (refinación, logística y comercialización) están sujetos a “tarifas reguladas máximas” que determina 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.

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 la subsidiaria de la Compañía, IEnova Marketing, están sujetas a la obtención de un permiso. En virtud de la Ley de Hidrocarburos y otras leyes aplicables, IEnova Marketing ha obtenido el permiso para llevar a cabo la actividad de comercialización de gas natural. Las empresas comercializadoras están obligadas a contratar, directamente o por medio de terceros, servicios de transporte, distribución o almacenamiento de otros permisionarios. Adicionalmente la actividad de comercialización requiere de otros permisos como son de importación y exportación otorgados por la Administración General de Aduanas y 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 son otorgados por períodos de un año o veinte años. Además, 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, salvo casos de emergencia.

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 legales y corporativos para impedir la intervención en las operaciones y en la administración. 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.

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 reportan a la CRE, y únicamente los TCPS de Almacenamiento de GNL son 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.

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. 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. 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 uso común (Gas LP y petrolíferos). Los servicios de almacenamiento en uso común 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 uso común sólo podrán ser prestados, siempre y cuando no interfieran con las obligaciones de los servicios de almacenamiento en base firme.

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, podemos 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 tendremos el derecho de ejecutar cualquier garantía financiera otorgada por dicho cliente. Si suspendemos servicios de almacenamiento de GNL o Gas LP sin causa justificada, proporcionaremos 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 período 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 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 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 temporalmente 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 reportados 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 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.

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 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 en base firme 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.

Interrupción de los servicios. La mayoría de los TCPS estipulan específicamente que la Compañía no es responsable de la interrupción 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 interrupción por mantenimiento o ajuste de nuestras 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 interrupción. Una interrupción del servicio, con excepción de lo que se describe arriba, 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 interrupción no hubiera ocurrido.

En el caso de una interrupción 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.

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.

Además, aunque los TCPS de cada uno de los permisos de distribución de gas 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 que se mencionan arriba, el marco legal que regula las actividades de la Compañía también incluye (1) las Normas Oficiales Mexicanas emitidas por la Secretaría de Energía, la CRE y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en relación con asuntos técnicos de su negocio, como la calidad de los productos y las especificaciones técnicas relacionadas con el diseño, la construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sus sistemas e instalaciones de transporte, almacenamiento 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 de servicios emitidas por la CRE, las Disposiciones Generales relacionadas con la Evaluación de Impacto Social en el sector energético emitidas por la SENER y las Disposiciones Generales relacionadas a la protección ambiental y a la seguridad industrial 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 el cual 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, permisos de seguridad industrial y operativa, permisos sociales, permisos de uso del suelo, permisos de construcción, concesiones sobre y/o para cruce de zonas federales como ríos, arroyos y zonas marítimas, entre otros.

Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE)

COFECE es un organismo autónomo del gobierno mexicano que tiene facultades conjuntas en las actividades de gas natural, Gas LP, productos petrolíferos y etano relacionadas con prácticas monopólicas y concentraciones económicas. Con la aprobación de la COFECE, la CRE puede emitir nuevas 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.

Secretaría de Comunicaciones y Transportes

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 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. 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 Terminales de Carga y Trasvase de Líquidos.

Secretaría de Marina

Las terminales marinas, tales como la de GNL o de almacenamiento de petrolíferos, que con motivo de su construcción y/o operación requieran realizar vertimientos a las zonas marinas mexicanas, deben obtener la autorización por parte de la Secretaría de Marina, ya que conforme a la Ley de Vertimientos y su Reglamento se establecen una serie de disposiciones para asegurar la protección al medio ambiente marino.

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, el cual era administrado anteriormente por Pemex Gas y Petroquímica Básica. Algunos de los activos de la Compañía son parte del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

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 (45 billones de pies cúbicos) 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.

Otras disposiciones importantes

Las operaciones de los negocios de la Compañía están sujetas a otras normas que pueden afectar su negocio, incluyendo leyes estatales y municipales, y disposiciones relacionadas con el uso del suelo, la construcción y protección civil.

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”. Con estas disposiciones a partir del mes de abril del 2019, los permisionarios de almacenamiento, distribución, transporte y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, deberán 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.

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 comercializadores y distribuidores 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 a 8 y 11 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 y ventas por producto.

En junio de 2018, se modificó el artículo 28 del Código Fiscal de la Federación, por lo que los permisionarios de almacenamiento, distribución, transporte y comercialización de hidrocarburos y petrolíferos deberán contar con equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos, así como con dictámenes emitidos por laboratorios autorizados por el Servicio de Administración Tributaria.

Generación 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 plantas generadoras de energía eléctrica. El Estado Mexicano continúa a cargo de la transmisión y distribución de electricidad por medio de la CRE, 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 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual es un organismo público descentralizado responsable de administrar la red eléctrica nacional, funcionando como operador independiente del sistema para el mercado eléctrico mayorista.

En los términos de las Bases del Mercado Eléctrico, los generadores de electricidad privados pueden participar en un nuevo mercado abierto mayorista operado por el CENACE vendiendo energía y productos relacionados a Suministradores, Comercializadores y a Usuarios Calificados Participantes de Mercado (es decir, entidades que se registren ante la CRE y que tengan una demanda anual de por lo menos 5 MW y una entrada de por lo menos 20 GWh).

Bajo la Ley de la Industria Eléctrica, las plantas 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 necesitan un proveedor 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 la planta generadora de energía eléctrica Termoeléctrica de Mexicali de 2001, el permiso de exportación del parque eólico Energía Sierra Juárez de 2013, y los permisos de autoabastecimiento de los parques eólicos Ventika I y Ventika II, y el parque solar Don Diego Solar 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.

La Ley de Transición Energética se publicó en diciembre de 2015. Esta nueva ley, la cual abroga un estatuto anterior de energía renovable, 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 los participantes en el mercado de la energía eléctrica. Estos participantes incluyen a los Suministradores, Usuarios Calificados, y Usuarios Básicos. Estas obligaciones serán acreditadas con certificados de energía limpia y se requerirán 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.

A partir de 2019, la Compañía estará en posibilidades de emitir Certificados de Energía Limpia (CEL). 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). Estos CEL's serán negociables, bajo acuerdos de cobertura de largo plazo en el mercado eléctrico mayorista de electricidad o por medio de acuerdos de cobertura privados entre participantes del mercado. A la fecha de edición del presente Informe, Pima ya cuenta con la certificación como Central Limpia por parte de la CRE, lo cual le dará oportunidad de obtener CEL's en el 2020 por la energía generada durante 2019.

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 la planta eólica Energía Sierra Juárez, 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 EE.UU).

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 la planta eólica Energía Sierra Juárez 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. Las disposiciones de la FERC bajo la Ley Federal de Energía de los EE.UU. 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 adquiriera 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 la planta eólica Energía Sierra Juárez 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 directamente 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 único 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, 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

Como tenedora de una concesión para el uso y ocupación de una zona federal marítima terrestre para la construcción y operación de la terminal de GNL, incluyendo un dique seco y la infraestructura marina auxiliar, así como la construcción propuesta 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 Secretaría de Comunicaciones y Transportes, así como la Administración Portuaria Integral de Veracruz, la Administración Portuaria Integral de Topolobampo y la Administración Portuaria Integral de Manzanillo, para las respectivas instalaciones.

De conformidad con la Ley de Puertos, la construcción y operación de infraestructura marina, así como las actividades de dragado requieren autorizaciones específicas de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. De igual manera, el uso de zonas marítimas federales requiere autorizaciones especiales conocidas como concesiones, las cuales son exclusivas para empresas mexicanas. Además, la construcción de infraestructura en el lecho marino requiere la autorización de la Secretaría de Marina.

Las concesiones 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 puede darse por terminada por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes 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, o (3) amortización. Además, las concesiones de la Compañía pueden ser revocadas bajo ciertas circunstancias, incluyendo si la Compañía no cumple con sus obligaciones bajo los permisos, o si experimenta una interrupción parcial o total de la operación del sistema o instalación sin causa justificada.

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, siendo las vías internas de la terminal como la interconexión de las mismas a la vía general de comunicación. 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, tales como Terminales de carga y 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 Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

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 53 millones de Pesos para el año 2018. 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 Federal del Trabajo

El 30 de noviembre de 2012, se modificó la Ley Federal del Trabajo a fin de incorporar , entre otras cosas, (1) principio laborales reconocidos por la Organización Internacional del Trabajo acerca de la no discriminación en contra de las mujeres y discapacitados en el entorno laboral, (2) tres modos de empleo nuevos (el “contrato inicial de entrenamiento”, el “contrato a prueba” y el “contrato discontinuo de temporada”), y (3) un nuevo régimen de subcontratación que proporciona el marco legal para la contratación de empleados por medio de terceros. Aunque la Compañía no espera que estas modificaciones tengan un impacto importante, la Compañía no puede predecir con certidumbre los efectos potenciales de la aplicación de esta nueva ley.

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 permissionario 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, GNL 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 2046.

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, o (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso.

Permiso de comercialización de gas natural

En diciembre de 2015, la CRE aprobó el permiso de comercialización de gas natural de la Compañía, mismo que autoriza la comercialización de gas natural, la gestión y contratación de servicios de transporte, almacenamiento y/o distribución. Este permiso tiene una vigencia de 30 años y vence en 2045. 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; o (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso.

Permiso de exportación de gas natural

En enero de 2019, la Secretaría de Energía aprobó el permiso de exportación de gas natural el cual permite que IEnova Marketing pueda exportar gas natural a Estados Unidos. Este permiso tiene una vigencia de 1 año y vence en febrero de 2020. La obtención de este permiso está sujeta al visto bueno de la Secretaría de Economía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; 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.

Permiso de exportación de GNL

En marzo de 2019, la Secretaría de Energía aprobó el permiso de exportación de GNL, el cual permite que IEnova Marketing pueda exportar GNL a distintos países. Este permiso tiene una vigencia de 1 año y vence en abril de 2020. La obtención de este permiso está sujeta al visto bueno de la Secretaría de Economía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; asimismo, la exportación de gas natural requerida 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.

Permiso de exportación de gas natural por ductos

En el año 2017, la Administración General de Aduanas aprobó la renovación de las autorizaciones de introducción y extracción de gas natural del territorio nacional mediante el empleo de ductos, para su exportación. Cada autorización tiene una vigencia de 3 años y vence en 2020.

Las autorizaciones están sujetas al visto bueno del Servicio de Administración Tributaria y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y al cumplimiento de las siguientes obligaciones; (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 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.

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; (4) Se realicen importaciones a través de un agente aduanal que no esté señalado en el permiso.

Permiso de importación de gas natural

En el año 2018, la Administración General de Aduanas aprobó la renovación de las autorizaciones de introducción y extracción de gas natural del territorio nacional mediante el empleo de ductos, para su importación. Cada autorización tiene vigencia de 3 años y vence en 2021.

Las autorizaciones están sujetas al visto bueno del Servicio de Administración Tributaria y la Secretaria de Hacienda y al cumplimiento de las siguientes obligaciones; (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 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.

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; (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 o (5) por falta de pago de derechos de supervisión del permiso.

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.

Permiso de licuefacción de gas natural

En diciembre de 2017, la CRE aprobó el permiso de la Compañía de licuefacción de gas natural, con el fin 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 en la que se incluyen cambios a la infraestructura como es la integración de una estación de regulación y medición, un tren de licuefacción adicional y la modificación a la capacidad de diseño para quedar en 28,336 m³/ día, así como cambios al cronograma de actividades.

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

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 y turbosina. Estos permisos tienen una vigencia de 30 años.

En cada permiso autoriza a la Compañía a recibir, almacenar y entregar gasolinas, diésel y turbosina, sobre una base no discriminatoria de conformidad con los principios de acceso abierto. La recepción de los productos se realizará a través de buquetanques 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 terminal de GNL

Las actividades de generación de energía eléctrica de la Compañía en la terminal de GNL, se llevan a cabo bajo un permiso de generación de energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento otorgado por la CRE en febrero de 2005. Este permiso permite a la Compañía efectuar actividades de generación de energía eléctrica en la terminal durante un plazo indeterminado para uso propio o para el uso de sus socios autoabastecidos. 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

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 Estados Unidos de América, 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 Estados Unidos de América 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.

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 en materia de impacto ambiental para su construcción y operación.

Permisos de Energía Sierra Juárez

El parque eólico de Energía Sierra Juárez está programado para desarrollarse en diferentes etapas durante varios años. La primera fase comenzó operaciones en junio de 2015 y fue construida bajo una autorización de impacto ambiental otorgada para todas las fases del proyecto, y un cambio de uso del suelo forestal, otorgado para la primera fase (para una superficie de 171.83 hectáreas). Ambos permisos fueron otorgados por la SEMARNAT. Además, la Compañía obtuvo una autorización estatal de impacto ambiental específicamente para la rehabilitación y la construcción de caminos de accesos para el proyecto.

La autorización de impacto ambiental de la SEMARNAT, que cubre un proyecto eólico de generación de energía eléctrica de hasta 1,200 MW y la remoción de 5,120 hectáreas de vegetación forestal, fue emitida en julio de 2010 con una vigencia de 20 años para la preparación del sitio y la construcción del proyecto y una vigencia de 60 años para la etapa operacional.

Derivado del proyecto de “Expansión”, en noviembre de 2018 el proyecto de Energía Sierra Juárez obtuvo la autorización de la modificación en materia de impacto ambiental por parte de la SEMARNAT, consistente en adicionar 32 aerogeneradores con un rango de potencia de 3.6 a 4.5 MW, con el objetivo de aumentar la capacidad nominal de 155 MW a 263 MW, en una superficie de 25.13 hectáreas dentro de la Etapa I (ESJ-Jacume). Los permisos de cambio de uso de suelo en terrenos forestales, la autorización estatal en materia de impacto ambiental para los caminos internos y la evaluación del impacto social se encuentran en trámite y se espera que las autoridades correspondientes resuelvan en el transcurso de 2019.

La planta eólica de generación de energía eléctrica se 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, con una vigencia indeterminada; y (2) un permiso de exportación de energía eléctrica que permite a la Compañía producir energía eléctrica con una capacidad instalada de 156 MW durante un plazo de 30 años, sujeto a renovaciones bajo ciertas condiciones. 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 Company. 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.

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 nuestros 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) 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.

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 en materia de impacto ambiental para su construcción y operación.

Permisos de generación de proyectos solares

Durante 2017, la CRE aprobó los permisos de generación de energía eléctrica del proyecto solar Rumorosa con una capacidad estimada de 41 MW_{ac}, el proyecto solar Tepezalá 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. 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 un proyecto de generación en la modalidad de autoabastecimiento de energía eléctrica, el cual tiene permiso de la CRE, Don Diego Solar con una capacidad estimada de 125 MW_{ac}. 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 (solar). No obstante, en términos de la Ley de la Industria Eléctrica, los permisos de autoabastecimiento de dichos proyectos 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.

Asuntos 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 y a otras normas técnicas mexicanas. 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 energía eléctrica e hidrocarburos están regulados bajo la jurisdicción de dichas autoridades federales, algunos asuntos ambientales específicos como el manejo de residuos de manejo especial o sólidos urbanos y la apertura de nuevos caminos de acceso, uso del suelo y construcción recaen bajo la jurisdicción estatal o municipal. Cabe destacar que derivado de la nueva regulación del sector hidrocarburos, el tema de residuos de manejo especial, el registro de pólizas de responsabilidad civil y ambiental, entre otros, es de competencia federal y su regulación y gestión recae en la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

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 disposiciones y reglamentos acerca del impacto ambiental y asuntos de riesgos, uso del suelo forestal, cambios del uso del suelo, 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, entre otros, a los cuales el negocio de la Compañía está sujeto. 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, ambientales y penales, revocaciones de autorizaciones, concesiones, licencias, permisos o

registros; arrestos administrativos, la confiscación de equipo contaminante; y en ciertos casos, el cierre temporal o permanente de instalaciones y hasta pena privativa de libertad, cuando las violaciones se clasifiquen como delitos contra el ambiente o contra la gestión ambiental, así como en obligaciones de remediación, reparación o compensación en asuntos de responsabilidad civil o ambiental.

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 sustancial 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, y de sus permisos. La Compañía 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 las políticas en materia ambiental y tiene la facultad, entre otras cosas, de otorgar autorizaciones federales en materia de impacto ambiental y de riesgo, autorizaciones para el cambio de uso de suelo forestal, licencias ambientales únicas, programas de prevención de accidentes, entre otros, así como emitir NOMs. A partir de la reforma energética de 2013, se creó la ASEA, 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, así como la asignación de la Clave Única de Registro del Regulado, emitir la autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), generar el registro de pólizas de seguridad civil y ambiental, entre otros.

En adición a lo anterior, existen seis 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, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, PROFEPA y la ASEA), y dos organismos descentralizados con personalidad jurídica y patrimonio propios (Comisión Nacional Forestal e Instituto Mexicano de Tecnología del Agua), 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 que se describe más abajo), 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 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 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 concesiones para el uso y la explotación de las aguas nacionales 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 de 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 o a 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 el 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.

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:

- Incorporar a la estrategia de negocio acciones que contribuyan a mitigar los efectos del Cambio Climático y adaptar sus actividades al mismo.
- 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 estrategias para promover, fomentar e implementar acciones concretas orientadas a lograr la eficiencia energética en las operaciones de IEnova y sus Subsidiarias.
- Generar información ambiental confiable para mejorar el desempeño ambiental de IEnova y sus Subsidiarias.
- Cumplir con las leyes, reglamentos y normas ambientales aplicables, así como buscar adoptar las mejores prácticas de la industria en materia ambiental.
- 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 opera.
- Establecer mecanismos para lograr la transparencia y publicidad de sus resultados para la toma de decisiones y buscar la mejora continua del desempeño ambiental de IEnova y sus subsidiarias.
- Fomentar el uso eficiente de los recursos disponibles en las áreas donde se desarrollan las actividades de IEnova y sus subsidiarias.

La Compañía frecuentemente busca mejorar el desempeño ambiental de sus operaciones con base en normas internas que van más allá de los requerimientos normativos.

Programas ambientales para la conservación de la biodiversidad

La Compañía tiene en funcionamiento varios programas ambientales para conservar la biodiversidad, así como proyectos de construcción y operaciones que se enfocan en la conservación, protección y restauración de especies de flora y fauna.

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

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, la Compañía contaba con un total de 1,035, 930 y 883 empleados, respectivamente. 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.

	2018	2017	2016
Por tipo de actividad			
Personal directivo	167	151	135
Personal operativo	722	685	589
Construcción e ingeniería	146	94	159
Por segmento de negocios			
Gas	716	663	660
Electricidad ⁽¹⁾	51	44	49
Corporativo	268	223	174
Total de empleados	1035	930	883

⁽¹⁾ Incluye a los 12, 12 y 12 empleados del negocio conjunto con Actis, para los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

El incremento en el número de empleados de 2016 a 2018 es debido principalmente a nuevos proyectos en desarrollo.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, la Compañía tiene 96.7%, 96.2%, 96.5% de empleados de confianza, y 3.3%, 3.8%, 3.5% 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:

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:

- Incorporar a la estrategia de negocio acciones que contribuyan a mitigar los efectos del Cambio Climático y adaptar sus actividades al mismo.
- 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 estrategias para promover, fomentar e implementar acciones concretas orientadas a lograr la eficiencia energética en las operaciones de IEnova y sus Subsidiarias.
- Generar información ambiental confiable para mejorar el desempeño ambiental de IEnova y sus Subsidiarias.
- Cumplir con las leyes, reglamentos y normas ambientales aplicables, así como buscar adoptar las mejores prácticas de la industria en materia ambiental.
- 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 opera.
- Establecer mecanismos para lograr la transparencia y publicidad de sus resultados para la toma de decisiones y buscar la mejora continua del desempeño ambiental de IEnova y sus subsidiarias.
- Fomentar el uso eficiente de los recursos disponibles en las áreas donde se desarrollan las actividades de IEnova y sus subsidiarias.

La Compañía frecuentemente busca mejorar el desempeño ambiental de sus operaciones con base en normas internas que van más allá de los requerimientos normativos.

Programas ambientales para la conservación de la biodiversidad

La Compañía tiene en funcionamiento varios programas ambientales para conservar la biodiversidad, así como proyectos de construcción y operaciones que se enfocan en la conservación, protección y restauración de especies de flora y fauna.

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.

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 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 hasta recientemente fue una entidad descentralizada del gobierno federal. La CFE es responsable de la planeación de la red eléctrica de México así como de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica. En el sector de gas natural, el gobierno es propietario del 100% de PEMEX y sus subsidiarias, incluyendo Pemex TRI, que hasta recientemente fue una entidad descentralizada del gobierno federal encargada, 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 es permitir a PEMEX enfocarse en actividades de exploración y producción rentables y abrir todos los 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 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 Secretaría de Energía. La Compañía no puede garantizar que las estimaciones incluidas en dichos documentos se materialicen.

El Sector Mexicano de Gas Natural

Previo 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). El Sistema Nacional de Gasoductos aún mantiene una posición dominante en el mercado a través del recientemente creado Centro Nacional de Control del Gas Natural o CENAGAS. 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 y estaciones de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión, así como terminales.

De acuerdo con la última prospectiva de gas natural (2018 - 2032) publicada por la Secretaría de Energía, la participación privada en el sector del gas natural se compone de la siguiente manera:

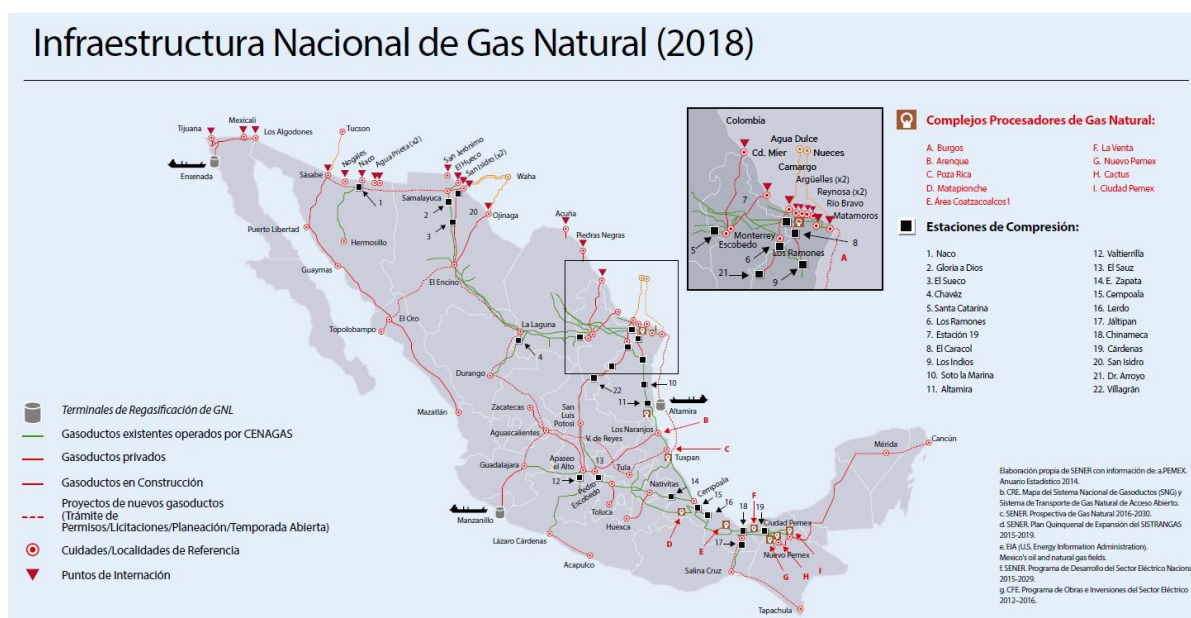
- 68 permisos vigentes de sistemas de transporte de acceso abierto
- 31 sistemas de distribución; y
- 3 terminales de importación de GNL.

Adicionalmente, como resultado de las rondas organizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”); una serie de empresas privadas han resultado adjudicatarias de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Como consecuencia de las ventajas ambientales y económicas del gas natural 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 Productores Independientes de Electricidad (“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:



Fuente: Prontuario Estadístico noviembre 2018

En 2018, la Secretaría de Energía presentó la tercera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, en el cual se verificó la vigencia de los proyectos contenidos inicialmente, de acuerdo a la evolución del mercado de gas natural en México.

A continuación, el detalle de los proyectos que mantienen su vigencia en el Plan Quinquenal 2015-2019:

Proyectos estratégicos en desarrollo

Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud ¹	Capacidad (mmpcd)	Inversión estimada MMUSD ¹	Fecha de adjudicación ²	Inicio de Operación
1 Tuxpan-Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	886	458	2015	2018
2 La Laguna-Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600	1,189	473	2016	2018
3 Tula-Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	420	886	554	2015	2018
4 Villa de Reyes-Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	305	886	294	2016	2018
5 Samalayuca-Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	472	571	2015	2018
6 Sur de Texas-Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800	2,600	2,111	2016	2018

(1) Conforme a la información pública emitida por la CRE.

(2) CFE

Otros proyectos previstos en el Plan Quinquenal

Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud ¹	Capacidad (mmpcd)	Inversión estimada MMUSD ¹	Fecha de adjudicación ²	Inicio de Operación
1 Nueva Era	Nuevo León	273	504	No disponible	Desarrollado bajo propia cuenta y riesgo	2018
2 Jáltipan-Salina Cruz	El Gestor Independiente realizará una Temporada Abierta vinculante en el segundo semestre del 2018, para ratificar su pertenencia. En caso de que existan condiciones de demanda de capacidad de transporte que requieran de una licitación de infraestructura, el Gestor Independiente conducirá el proceso licitatorio y determinará fecha definitiva para el inicio de operaciones.					
3 Proyecto Estratégico de Almacenamiento	Por definir	NA	Por definir (al menos 10 BCF)	Por definir	2018-2019	Por definir

(*)Corresponde al volumen de gas de trabajo almacenado.

(1) Conforme a la información pública emitida por la CRE.

(2) CFE.

Proyectos de Interconexión

Proyecto	Sistema o infraestructura con la que se interconecta	Ubicación	Capacidad de interconexión (mmpcd)	Periodo estimado de inicio de operación	Estatus	Desarrollador	
1	Monte Grande	G. Sur de Texas-Tuxpan	Tuxpan (Veracruz)	500	Oct-18	En desarrollo	Infraestructura Marina del Golfo
2	El Encino	G. Encino-La Laguna	El Encino (Chihuahua)	70	Oct-18	En desarrollo	Fermaca
3	Guadalajara	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Zapotlanejo (Jalisco)	200	Oct-19	En planeación	Fermaca
4	Pajaritos	FSRU	Coatzacoalcos (Veracruz)	540*	2018	En planeación	PEMEX-TRI
5	Mayakán	G. Mayakán	Reforma (Chiapas)	350**	Dic-2019	En planeación	Engie

(*)Conforme a la solicitud de interconexión ingresada por Pemex-Transformación Industrial al CENAGAS el 28 de julio de 2017 y en proceso de evaluación.

(**)Conforme a la solicitud de interconexión ingresada por Engie al CENAGAS el 15 de noviembre de 2017 y en proceso de evaluación.

Proyectos indicativos a cuenta y riesgo de particulares

Proyecto	Estados beneficiados	Capacidad (mmpcd)	Periodo estimado de inicio de operación	
1	Hub Kinder Morgan Monterrey	Nuevo Leon	200	2019
2	Libramiento Reynosa	Tamaulipas	350	2020
3	Libramiento Juárez	Chihuahua	35	2020
4	Expansión Argüelles	Tamaulipas	150	2019
5	Suministro a Quintana Roo*	Quintana Roo	En función de la temporada abierta que se realice entre el 2019 y 2020	

(*)En función de la disponibilidad de capacidad adicional derivada de los proyectos para atender la demanda del sureste (interconexión con Mayakán, estación de compresión Cempoala y la interconexión de la FSRU, por sus siglas en inglés "Floating Storage Regasification Unit", en Pajaritos) y a partir de ejercicios de temporada abierta que capten el interés de la industria y centros de población, será posible definir un proyecto de transporte por ducto a Quintana Roo. Al respecto la empresa ENGIE ha realizado un proceso de manifestaciones de interés en dicho proyecto.

Proyectos a desarrollar por el CENAGAS (en su carácter de Transportista)

Proyecto	Ubicación	Adecuación	Periodo estimado de inicio de operación	
1	Estación de compresión Pátzcuaro	Michoacán	En fase de planeación	2019-2020
2	Estación de compresión Cempoala	Veracruz	Reconfiguración de flujo	2019

norte-sur: 350 mmpcd

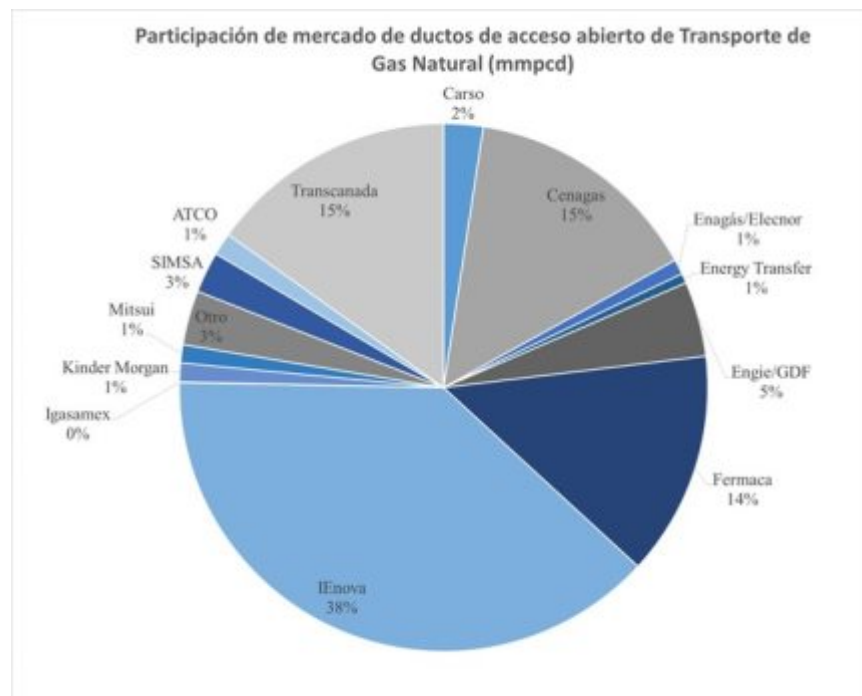
El siguiente mapa muestra la ubicación de los proyectos de transporte listados en las tablas anteriores:



Fuente: SENER Tercera Revisión Anual - Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019

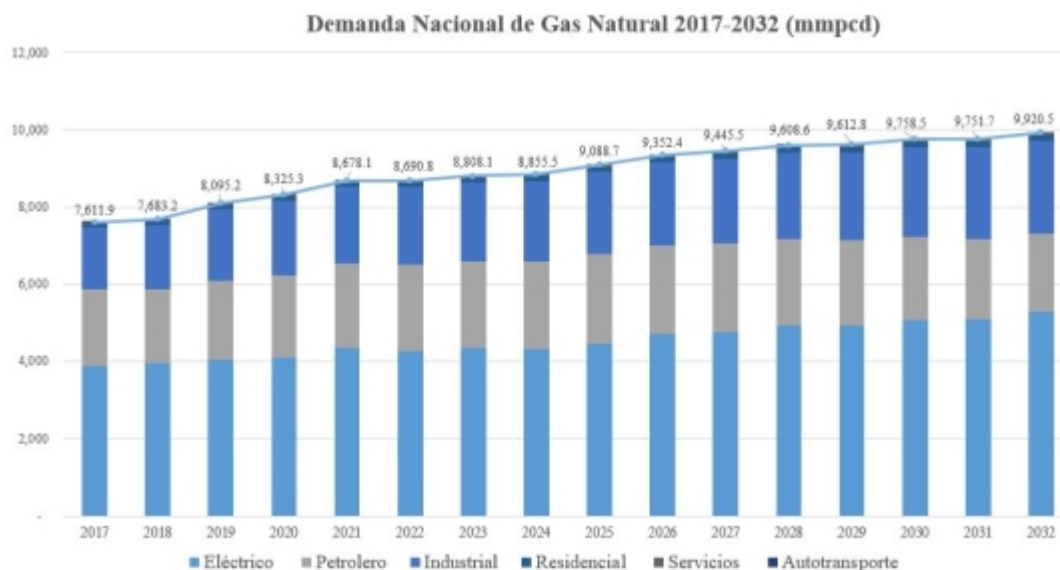
Proyectos de Transporte de Ductos de Acceso Abierto

La red de ductos de gas natural en México está compuesta por aproximadamente 20,472 km de ductos de transporte de acceso abierto. El mercado mexicano de ductos de gas natural se concentra en pocas compañías clave. Las cuatro principales compañías de transporte comprenden más del 80% 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 tabla:



*Incluye a Finsa, Conceptos Energéticos Mexicanos y la participación de BlackRock
 Fuente: CRE, diciembre 2018.

Actualmente estos sistemas de acceso abierto transportan gas natural para la CFE, Productores Independientes de Energía (PIEs), usuarios industriales, compañías de distribución y PEMEX. De acuerdo a información de la Secretaría de Energía, se espera un incremento sustancial en la demanda de gas natural como resultado de la transición a tecnologías de ciclo combinado para la generación de energía, así como por el incremento en el uso de este combustible en los sectores industrial, residencial y de transporte. A continuación la información prospectiva sobre la demanda nacional de gas natural hacia 2032:



Fuente: SENER, Prospectiva de Gas Natural 2018 - 2032

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 Secretaría de Energía

exigirá hasta 45,000 mmpcd de inventario mínimo equivalente a la demanda nacional 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, para lo cual el CENAGAS estará realizando la licitación para los primeros 10,000 mmpcd en el campo Jaf, ubicado en el estado de Veracruz.

Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL

El importante crecimiento de la demanda de gas natural de parte de la CFE y los Productores Independientes de Energía (PIEs) ha contribuido a incrementar la demanda total de gas natural en el país, representando un incremento del 46% respecto a la última década. Se espera que la demanda en 2032 se incremente 30.3% respecto a 2017, lo que la llevará de 7,613 mmpcd en 2017 a 9,920.5 mmpcd en el 2032.

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 2018, 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	IEnova	2008	1,000 - 1,300
Terminal KMS de GNL	Manzanillo, Colima	En operación	KoGas, Mitsui y Samsung	2012	500

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Distribución de Gas Natural

De acuerdo a la Prospectiva de Gas Natural 2018-2032, la CRE ha reportado 31 permisos en operación de distribución de gas natural por medio de ducto, presentando un incremento del 34% respecto al 2016. Estos permisos cuentan con un volumen promedio diario de 1,191 mmpcd.

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 Secretaría de Energía 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 ha logrado importantes avances en la implementación de un esquema permanente para la venta de gas natural. Se espera que el esquema permita a todos los comercializadores de gas natural comprar gas natural directamente desde la planta de procesamiento de PEMEX o en puntos de importación transfronterizos, poniendo fin al régimen transitorio en el que la mayoría de los consumidores (excepto los proveedores independientes de electricidad) tuvieron que comprar gas natural y servicios de transporte relacionados a través de Pemex TRI.

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.

En la última década, la demanda nacional del Gas LP disminuyó 7.9% presentando una tasa media de crecimiento anual de -0.8%. Al cierre de 2017 la demanda del Gas LP, fue de 282.8 miles de barriles diarios (Mbd), 0.1% mayor al año inmediato anterior, siendo el sector residencial el mayor contribuidor en la demanda del país.

Se estima que en 2032 la demanda del Gas LP sea de 316.2 Mbd, mayor en 11.8% respecto a 2017 con diferentes tasas de crecimiento por sector.

La estimación de la producción del Gas LP deriva del análisis a los escenarios de producción de hidrocarburos propuestos por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía a partir del trabajo conjunto con PEMEX, y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Se estima que en 2032, la oferta interna del Gas LP sea de 195.8 Mbd, mayor en 35.5% respecto a 2017, en virtud de los bloques de exploración y producción adjudicados mediante las licitaciones de las Rondas México.

En 2032, la región que aportará mayor producción nacional del energético será la Sur-Sureste con 162.8 Mbd, lo que representará el 83.1% de la producción total, seguido de la región Noreste con 22.4 Mbd (11.4%), Centro con 6.3 Mbd (3.2%) y finalmente Centro-Occidente con 4.4 Mbd (2.2%).

El volumen de importación al final del periodo de estudio se reducirá en un 18.9%, pasando de 148.3 Mbd en 2017 a 120.4 Mbd en 2032 como resultado del incremento previsto en la producción nacional del combustible.

Hacia el 2032, se estima que la región Sur-Sureste aportará el mayor volumen de importaciones de Gas LP con una participación de 51.0% (61.4 Mbd), seguido de la región Noreste con una participación de 20.3% y finalmente las regiones Noreste y Centro Occidente con 19.6% (23.6 Mbd) y 9.1% (11 Mbd) respectivamente.

Almacenamiento de Gas LP

El país cuenta con una capacidad de diseño de infraestructura de almacenamiento de Gas LP de 5.7 millones de barriles que se encuentran distribuidas en las siguientes instalaciones:

	Instalación	Número de permiso	Capacidad de diseño (barriles)		Instalación	Número de permiso	Capacidad de diseño (barriles)
1	Gas Comercial de la Laguna ¹	G/003/LPA/2010	9,435	17	Gas Silza, S.A. de C.V. ¹	G/255/LPA/2011	7,862
2	Almacenadora de Gas Comercial ¹	G/004/LPA/2010	6,290	18	Gas Silza, S.A. de C.V. ¹	G/256/LPA/2011	6,290
3	Zeta Gas de Ciudad Juárez ¹	G/005/LPA/2010	3,774	19	Hidro Gas de Agua Prieta, S.A. de C.V. ¹	G/257/LPA/2011	4,717
4	Zeta Gas de Ciudad Juárez ¹	G/006/LPA/2010	9,435	20	Gas Comercial de Villa Ahumada, S.A. de C.V. ¹	G/258/LPA/2011	4,717
5	Invalle, S. A. de C. V. ¹	G/007/LPA/2010	12,580	21	Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V. ¹	G/259/LPA/2011	5,912
6	Pemex Logística (Rosarito) ¹	G/018/LPA/2010	40,002	22	Transportadora del Norte Sh. S. de R. L. de C. V. ¹	G/276/LPA/2012	80,000
7	Nustar Internacional, S. de R. L. de C. V. ²	G/020/LPA/2010	34,287	23	Termi-Centro, S.A. de C.V. ¹	G/354/LPA/2015	80,002
8	Termigas, S. A. de C. V. ¹	G/021/LPA/2010	433,799	24	Almacenamientos Subterráneos del Sureste ³	G/355/LPA/2015	1,800,034
9	Pemex Logística Topolobampo ¹	G/022/LPA/2010	210,013	25	Pemex Logística (Pajaritos) ¹	LP/12159/ALM/2015	770,467
10	Zeta Gas del Pacífico ¹	G/023/LPA/2010	868,750	26	Pemex Logística (Salina Cruz) ¹	LP/19357/ALM/2016	4,000
11	Trans-Soni, S. A. de C. V. ¹	G/027/LPA/2010	14,284	27	Pemex Logística (Cactus) ¹	LP/19380/ALM/2016	40,003
12	Terminal Marítima Gas Tomza ¹	G/029/LPA/2010	392,799	28	Pemex Logística (Madero) ¹	LP/19381/ALM/2016	15,001
13	Bio Gas de Victoria ¹	G/030/LPA/2010	3,145	29	Pemex Logística (Tula) ³	LP/19797/ALM/2016	60,001
14	Zeta Gas de Baja California ¹	G/031/LPA/2010	610,679	30	Pemex Logística (Puebla) ³	LP/19798/ALM/2016	20,000
15	Gas de Calidad, S. A. de C. V. ¹	G/253/LPA/2011	73,802	31	Pemex Logística (Tierra Blanca) ³	LP/19799/ALM/2016	10,000
16	Generadores de Energía del Noroeste, S.A. de C.V. ¹	G/254/LPA/2011	6,290	32	Pemex Logística (San Martín Texmelucan) ³	LP/19800/ALM/2016	20,000
						Total	5,658,373

Notas: 1) Instalaciones en operación. 2) Instalaciones en suspensión de servicio. 3) Instalaciones por iniciar operaciones.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE), con corte al 04 de diciembre de 2018

La Compañía es dueña de Transportadora del Norte, S. de R.L. de C.V. que cuenta con una capacidad de almacenamiento de 80,000 bl.

A inicio de diciembre de 2018, existen 1,195 permisos de plantas de distribución en el país, los cuales cuentan con una capacidad de almacenamiento de 2.38 millones de barriles.

Transporte de Gas LP por ducto

Ductos de Gas LP por región en el país.



La infraestructura de transporte y almacenamiento de Gas LP 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.

Con relación a la prospectiva 2018 - 2032 se plantea una apertura en el sector a través de asociaciones público privadas. Estas inversiones tienen la intención de detener el decaimiento de la producción, así como el incremento en la producción de petróleo, lo que conlleva a un incremento en los productos refinados y parcialmente del Gas LP.

Petrolíferos

A partir de 2011, el crecimiento de la demanda muestra un atenuamiento, explicado en los años recientes por el efecto en los incrementos de precios, como lo muestra el siguiente cuadro:

Demanda de Petrolíferos 2011-2018

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Demanda (Mbd)	1,439	1,477	1,430	1,353	1,361	1,405	1,405	1,406
Gasolinas	799	803	787	776	794	823	799	789
Diésel	384	400	392	389	385	387	385	389
Turbosina	56	59	62	67	71	76	82	87
Combustóleo	201	214	190	122	111	118	140	141

Nota: A partir del año 2016 la demanda de gasolina incluye importaciones de privados. Los datos correspondientes al año 2018, comprenden el promedio de enero-septiembre. Fuente: Secretaría de Energía con información del SIE y SAT.

Al mes de septiembre de 2018, la demanda de gasolina mostró un decremento de 2 Mbd respecto al mismo período de 2017. El sector transporte representa el 99.8% del total de consumo y el sector petrolero únicamente el 0.2%. Las regiones Centro y Occidente observaron el mayor consumo a nivel nacional, con el 29% y 19%, respectivamente.

Al mes de septiembre de 2018, la demanda de diésel registró un decremento respecto al mismo periodo de 2017, derivado de las disminuciones en los sectores petrolero y de transporte, el cual absorbe el 88% de las ventas en el país.

El sector de transporte aéreo consume la totalidad de la turbosina en el país. A septiembre de 2018, la demanda de turbosina mostró un incremento de 5 Mbd respecto al mismo período de 2017, como resultado del crecimiento en el sector de transporte aéreo.

Actualmente, la oferta nacional de petrolíferos en México está compuesta por la producción nacional del Sistema Nacional de Refinación (SNR), así como las importaciones de PEMEX y privados.

Debido a la escasa producción de petrolíferos en el SNR, ocasionado principalmente por la suspensión de actividades de la refinería de Madero y bajos niveles de utilización de Minatitlán, las importaciones de combustibles se incrementaron significativamente.

En el año 2017, la producción nacional de gasolina, diésel, turbosina y combustóleo representó el 42% de la oferta nacional, mientras que las importaciones el 58%, al registrar un incremento del 10% respecto al año anterior. En el periodo 2011-2017, las importaciones de gasolina se incrementaron en 41%, de 405 Mbd a 572 Mbd; mientras que, la producción disminuyó 36%, de 400 Mbd a 257 Mbd.

Con relación al diésel, las importaciones aumentaron de 136 Mbd en 2011 a 257 Mbd en 2017, registrando un incremento de 89% en el periodo; mientras que la producción disminuyó de 274 Mbd a 154 Mbd, lo cual representa un decremento de 44%. La participación de la producción en la oferta de diésel se ubicó en 37% en 2017.

Para el caso de la turbosina, las importaciones registraron un incremento de 1 Mbd en 2011 a 43 Mbd en 2017; en contraste la producción nacional disminuyó de 56 Mbd a 41 Mbd durante el mismo periodo, lo cual representa una reducción del 28%.

Durante los últimos años se ha registrado un incremento en la demanda de combustibles en el país, así como una marcada disminución en la oferta doméstica, derivado de la reducción en el procesamiento de crudo del SNR. Lo anterior, resultó en un incremento del volumen de importaciones de refinados en México, alcanzando 997.3 Mbd para el 2018, equivalente a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 8.4% registrada de 2011 a 2018. Durante el mismo periodo, el petrolífero con mayor crecimiento en las importaciones fue la turbosina, con una TMCA de 79.9%; por otra parte, los destilados intermedios registraron el menor incremento con una TMCA de 5.9% para gasolina y 11.7% el diésel.

Importaciones de petrolíferos seleccionados 2011-2018 (Mbd)

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Tasa media de crecimiento anual (TMCA)
									2011-2018
Gasolinas	404.7	395.2	358.3	370.0	426.6	505.1	571.9	605.3	5.9%
Diésel	135.7	133.6	107.1	132.9	145.3	188.1	256.7	294.0	11.7%
Turbosina	0.9	3.3	3.2	12.0	23.5	33.4	43.2	54.8	79.9%
Combustóleo	25.0	44.6	31.3	13.0	17.0	26.5	39.4	43.2	8.1%
Total	566.3	576.7	499.9	527.9	612.4	753.1	911.1	997.3	8.4%

Nota: A partir del año 2016 se considera importación de privados
Fuente: Secretaría de Energía con información del SIE y SAT.

En el mes de diciembre de 2017, la SENER publicó la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031, a través de la cual estima un menor ritmo de crecimiento en las necesidades energéticas del consumo de petrolíferos en el país. La siguiente tabla muestra la demanda proyectada de petrolíferos para 2017-2031:

Demanda proyectada de petrolíferos 2017-2031 (Mbd)

Año	Gasolinas	Diésel	Turbosina	Combustóleo
2017	799	387	82	146
2018	789	385	87	140
2019	799	391	89	130
2020	810	398	92	121
2021	820	405	95	113
2022	831	412	97	105
2023	841	419	100	98
2024	852	426	103	92
2025	864	434	106	85
2026	875	441	109	79
2027	886	449	112	74
2028	898	457	116	69
2029	910	465	119	64
2030	922	473	123	60
2031	935	481	126	56
Tasa media de crecimiento anual (TMCA)¹ 2017-2031	1.13	1.57	3.16	-6.62

Nota: A partir del año 2019, los datos se calcularon de conformidad con las TMCA de la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031, considerando las cifras reales de 2017 y 2018.

Los datos correspondientes al año 2018, comprenden el promedio de enero-septiembre.

Fuente: Dirección General de Petrolíferos con información de la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031 y del SIE y SAT.

En el periodo 2017-2031, la demanda de gasolina se incrementará en 136 Mbd, ubicándose en 935 Mbd. Este crecimiento estará restringido por una mayor eficiencia de los motores de combustión interna, el aumento de participación de los vehículos eléctricos, así como la composición del parque vehicular, entre otros factores.

La demanda de diésel aumentará de 387 Mbd en 2017 a 481 Mbd en 2031, equivalente a un incremento del 25%. El consumo de este producto en el sector marítimo crecerá, como resultado de la restricción del contenido de azufre en el combustóleo para transporte marítimo, el diésel será el sustituto inmediato, en tanto se realizan conversiones para el consumo de gas natural licuado o se instalan filtros para reducir las emisiones, o bien, mayor disponibilidad de combustóleo de ultra-bajo contenido de azufre.

La demanda de turbosina se incrementará durante los próximos años, como consecuencia del dinamismo del sector turístico nacional, el crecimiento económico y el desarrollo de nueva infraestructura aeroportuaria, entre otros. El consumo de este petrolífero llegará a 126 Mbd en 2031.

Al día de hoy, México tiene una sustancial dependencia de productos refinados provenientes de la importación. La demanda a futuro en el rubro de gasolinas crecerá, 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.

Con base en la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032 publicado por la SENER, el portafolio de proyectos estructurados por Pemex TRI, tiene como objetivo que la infraestructura del SNR alcance condiciones óptimas de capacidad y confiabilidad para procesar crudo, así como satisfacer la demanda de sus mercados.

La integración de procesos de conservación profunda (coquizadoras) en las tres refinerías del SNR que no cuentan actualmente con la tecnología, permitirá mejorar los rendimientos del procesamiento del crudo pesado. Esto aumentará la producción de petrolíferos como son gasolina, diésel y turbosina, con la consecuente reducción de combustóleo, cuyo valor de mercado es menos al ser un combustible contaminante.

La expectativa de crecimiento de la producción de petrolíferos es duplicarla en los próximos 15 años, para alcanzar 1,292.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (“mbdpce”) en 2032.

Producción de petrolíferos en el SNR, 2018-2032 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Petroliífero	Datos Anuales														
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Combustóleo	239.1	256.5	281.8	159.0	157.7	105.5	151.4	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9
Diésel	133.4	230.1	243.5	275.5	324.2	397.3	410.3	454.1	458.7	463.5	463.5	463.5	463.5	463.5	463.5
Gasolinas	199.7	278.0	299.1	328.4	394.5	507.2	513.6	555.2	560.7	566.3	566.3	566.3	566.3	566.3	566.3
Turbosina	36.4	57.2	60.1	55.8	67.4	79.6	82.0	85.1	86.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1
Coque de Petróleo	12.3	21.6	22.1	45.3	53.0	86.3	91.7	116.1	117.3	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5
Total	621.0	843.5	906.6	864.0	996.9	1,176.0	1,249.0	1,267.4	1,279.7	1,292.3	1,292.3	1,292.3	1,292.3	1,292.3	1,292.3

Nota:

-Debido a que la unidad de medida de algunos petrolíferos es diferente, mbd y mta, se expresa en mbdpce (energía) para hacerlos comparables y evitar las unidades de volumen.

-El total puede no coincidir a la suma debido al redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

Almacenamiento y transporte actual

Anterior a lo establecido en 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 (TA)	73
Terminales Marítimas (TM)	5
Instalaciones portuarias (IP)	10
Oleoductos	5,259 kilómetros
Poliductos	8,883 kilómetros

Nota: No incluye infraestructura de gas L.P.

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 autotanques y es conocida como el transporte de última milla. De esta manera, se suministra combustible a más de 12,000 estaciones de servicio y a usuarios finales, existentes en todo el territorio nacional.

Tal como se muestra en el siguiente cuadro, México 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 (barriles)	Capacidad operativa (barriles)	Número 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 consideran capacidad de almacenamiento de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina y producto contaminado, entre otros.

Fuente: Secretaría de Energía con información de CRE.

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. Con respecto al desarrollo de infraestructura para estos proyectos, la inversión privada representa grandes ventajas, dado que desde hace varios años, PEMEX no ha construido terminales ni ductos de transporte para estos productos.

El desarrollo de infraestructura como el que realiza la Compañía, busca facilitar a compañías independientes de PEMEX el abastecimiento de petrolíferos importados, buscando así, la competitividad en el mercado.

Con base en el documento “Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos” publicado por la SENER el 6 de diciembre del 2018, se tienen contemplados nuevos proyectos de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos por entidad federativa.

Los 65 proyectos de almacenamiento tienen una capacidad nominal total de 45.3 millones de barriles, ubicados en 22 estados de la República Mexicana, los cuales suman una inversión estimada de USD\$4,247 millones.

La siguiente tabla muestra la distribución de los 65 proyectos 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	3	1,900	265
Chiapas	1	25	1
Chihuahua	1	130	13
Ciudad de México	1	3	0
Colima	4	3,382	205
Estado de México	7	6,170	191
Guanajuato	1	675	19
Hidalgo	3	1,590	49
Jalisco	1	50	40
Michoacán	2	2,275	404
Nuevo León	5	2,770	527
Puebla	2	870	107
Querétaro	2	576	60
San Luis Potosí	2	625	263
Sinaloa	1	1,000	150
Sonora	4	959	12
Tabasco	1	600	46
Tamaulipas	10	5,008	854
Veracruz	10	14,927	949
Yucatán	1	460	47
Durango	2	1,100	0
Total general	65	45,318	4,247

Fuente: SENER Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos 2018

Del total de nuevos proyectos reportados, seis son de la Compañía, los cuales cuentan con una capacidad nominal de almacenamiento de 6.9 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, se tienen estimados.

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	Invox	Tuxpan, Veracruz - Tula, Hidalgo	120
IV	Transcanada, 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 Burbos, Tamaulipas	N/D
TOTAL			400

Fuente: SENER Nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento, distribución y transporte de petrolíferos 2018

La distribución en México de los nuevos proyectos de infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos, se muestra a continuación:

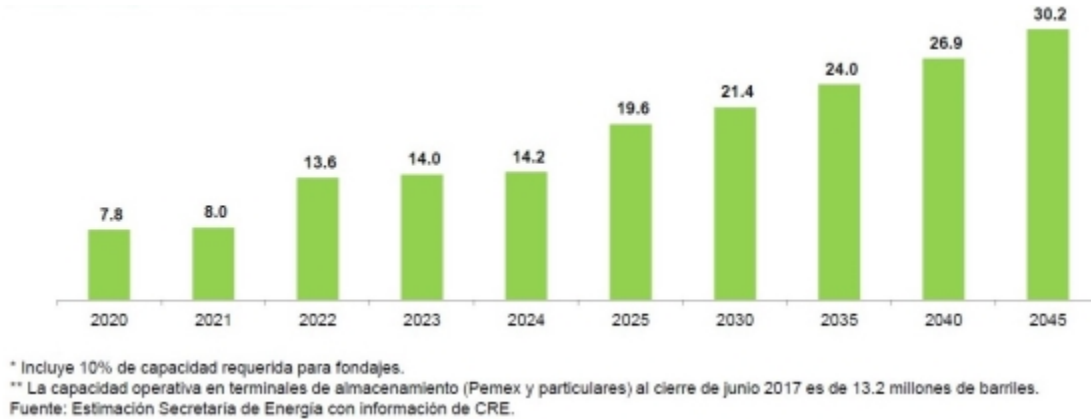


Con el objetivo de suministrar a la población en el territorio nacional, los petrolíferos producidos o importados son transportados desde su punto de origen, que puede ser una refinera, una terminal marítima (TM) o un punto de internación, a las terminales de almacenamiento (TA) que suministran las estaciones de servicio.

Política pública de almacenamiento

Actualmente el país cuenta con aproximadamente tres días de inventarios de gasolina, turbosina y diésel.

La Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos busca estimular el desarrollo de infraestructura que ofrezca mayor seguridad energética estableciendo mantener un mínimo de 5, 8 y 11 días de inventario para los años 2020, 2022 y 2025, respectivamente.

Capacidades de almacenamiento requeridas por la política 2020-2045 (millones de barriles)

Las prospectivas presentadas, plantean una apertura en el sector a través de asociaciones público privadas. Estas inversiones tienen la intención de detener el decaimiento de la producción, así como el incremento en la producción de petróleo lo que conlleva un incremento en los productos refinados.

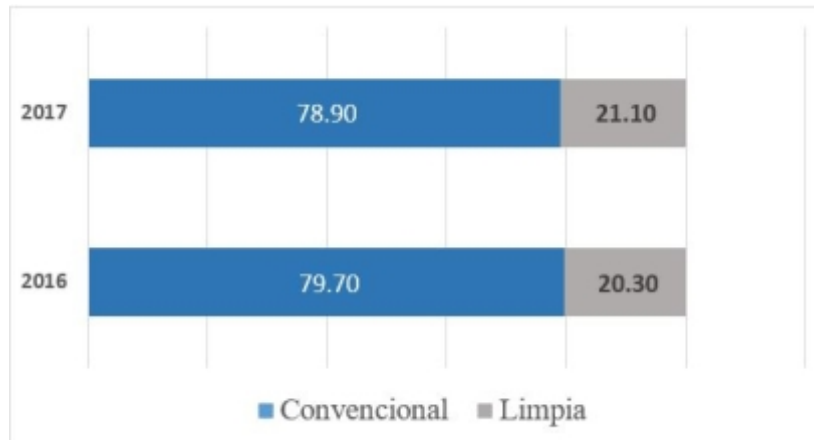
El sector de generación de energía en México

Antes de la reforma energética la participación privada estaba permitida solo en actividades que la ley no consideraba como “servicio público” tales como el Productor Independiente de Energía (PIE) y el 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 serán 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 la Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032, en 2017 CFE proporcionó el servicio a 42.2 millones de clientes de los cuales el sector industrial representó el 55.5% de las ventas.

Al cierre de diciembre de 2017, la generación fue de 329 GWh, un 3.1% mayor que la del año anterior, teniendo la generación convencional un incremento del 2.1% con respecto a 2016, y en el caso de la energía limpia de un 7%, la cual se dio principalmente en base de generación eólica con un 1.5% y en la solar con un 114.8%. Del total de infraestructura de generación 57.2% correspondió a centrales de CFE, 25.3% a particulares y el restante 17.5% a los Productores Independientes de Energía (PIE).

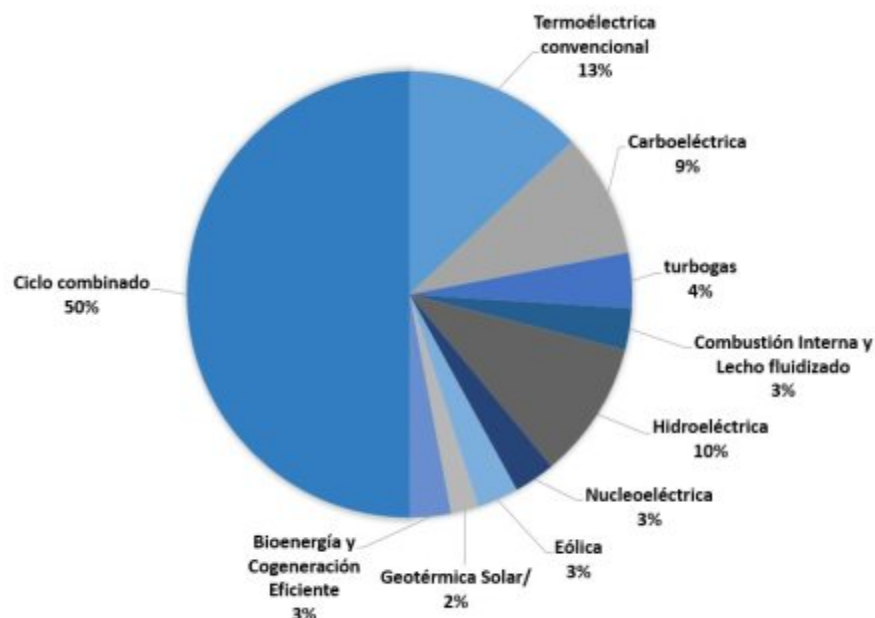
A enero de 2019, la CRE ha autorizado 1,399 permisos de generación, de los cuales 821 correspondieron a permisos de generación otorgados bajo la ley previa y 578 permisos de generación bajo la nueva ley (163 de CFE), lo que representa el interés en el mercado eléctrico mexicano. El incremento en la capacidad de generación de energía eléctrica ha estimulado la inversión en líneas y subestaciones de transmisión.

La siguiente gráfica muestra los porcentajes de generación convencional y generación limpia en el 2016 y 2017.



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición energética. Información preliminar 2017.

La siguiente gráfica muestra la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el 2017 (Porcentaje).



Nota: Turbogas incluye plantas móviles. Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

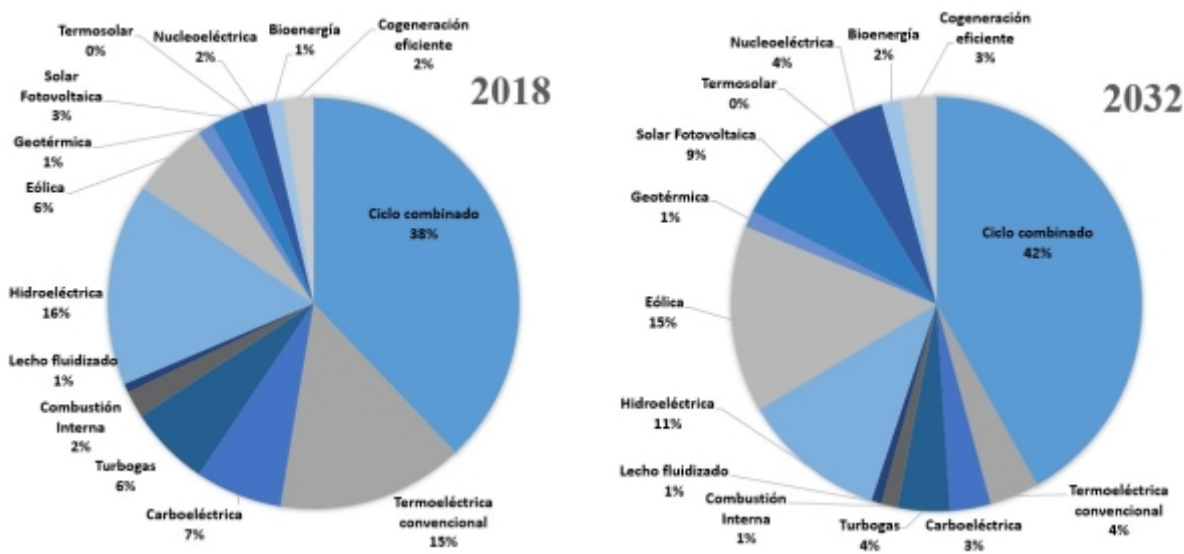
Antes de la reforma energética, además del programa de los Productores Independientes de Energía (PIE), el sector privado podía participar en la cogeneración, autoabastecimiento, importación, exportación y pequeña producción (es decir, la producción de menos de 30 MW para su venta a la CFE o su exportación) de electricidad. Todos los proyectos de generación de energía eléctrica requieren un permiso de la CRE, en el entendido de que 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 modalidad 2017:

Modalidad	Capacidad Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE ¹		
CFE	366	0.5%
Producción Independiente	13,247	17.5%
Autoabastecimiento	9,994	13.2%
Pequeña Producción	94	0.1%
Cogeneración	4,042	5.3%
Exportación	1,358	1.8%
Usos Propios Continuos	477	0.6%
Modalidades conforme a la LIE2		
CFE - Generador	42,934	56.7%
Generador	2,700	3.6%
Otros		
FIRCO y GD ³	474	0.6%
Total ⁴	75,685	100%

Nota: ¹ Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. ² Ley de la Industria Eléctrica. ³ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ⁴ Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018-2032:



Fuente: PRODESEN 2018 - 2032, emitido por la SENER.

Como puede observarse en la siguiente imagen, se espera un crecimiento neto del 64% en la capacidad total en operación entre el 2018 con 75 Gigawatt y el 2032 con 130 Gigawatt, considerando 11.8 Gigawatt de retiro:

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Convencional	54,492	58,244	56,066	56,231	57,471	58,842	59,928	61,254	63,423	64,448	66,182	67,037	67,849	69,649	71,804
Ciclo combinado	30,125	33,726	34,281	35,155	36,870	40,586	41,243	42,569	44,708	45,776	47,510	49,765	50,577	52,377	54,532
Termoeléctrica convencional	11,712	11,712	8,296	7,476	7,156	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120
Carboeléctrica	5,378	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	4,107	4,107	4,107	4,107
Turbogás	5,062	5,062	5,746	5,746	5,663	5,311	5,311	5,311	5,341	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298
Combustión Interna	1,635	1,657	1,657	1,768	1,695	1,738	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706
Lecho fluidizado	580	580	580	580	580	580	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Limpia	25,007	29,193	31,903	34,587	37,397	39,253	42,282	43,823	45,089	46,961	48,303	51,147	54,106	56,682	58,487
Renovable	20,453	24,638	27,348	29,992	32,561	34,048	36,808	38,349	39,059	40,552	41,770	42,591	44,190	45,406	47,211
Hidroeléctrica	12,642	12,671	12,671	12,671	12,671	12,671	13,135	13,198	13,198	13,244	13,676	13,747	14,393	14,393	14,856
Eólica	4,875	6,591	8,128	8,862	11,231	12,417	14,414	15,530	15,750	16,600	16,903	17,303	17,656	18,267	19,017
Geotérmica	951	936	906	891	891	891	891	917	1,067	1,317	1,450	1,450	1,550	1,655	1,708
Solar Fotovoltaica	1,971	4,426	5,630	7,555	7,755	8,055	8,355	8,691	9,031	9,377	9,727	10,077	10,577	11,077	11,617
Termosolar	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Otras	4,554	4,555	4,555	4,595	4,836	5,206	5,474	5,474	6,030	6,410	6,533	8,556	9,916	11,276	11,276
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	2,968	4,329	5,689	5,689
Bioenergía	1,010	1,010	1,010	1,050	1,291	1,577	1,725	1,725	1,823	1,823	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947
Cogeneración eficiente	1,930	1,931	1,931	1,931	1,931	2,014	2,134	2,134	2,592	2,972	2,972	3,634	3,634	3,634	3,634
Frenos regenerativos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Total	79,499	87,436	87,969	90,818	94,868	98,095	102,210	105,077	108,512	111,409	114,486	118,184	121,955	126,331	130,292

Fuente: Elaborado por SENER.

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.

En marzo de 2018 se publicó por parte del CENACE y la CRE la cuarta subasta de largo plazo, la cual se encuentra en proceso de revisión por parte de la nueva administración del Suministrador de Servicios Básicos, CENACE y Secretaría de Energía.

Fuentes de energía renovables

En los últimos años, 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. Las modificaciones al marco regulatorio energético aprobadas por el Congreso en octubre de 2008 incluyeron la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Esta ley fue abrogada por la Ley de Transición Energética (LTE) publicada el 24 de diciembre de 2015. Esta ley 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. A largo plazo, las fuentes de energía renovables 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 2018, por lo menos 25% de la electricidad en México deberá ser generada por fuentes limpias, incrementando al 30% en 2021 y 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 renovable, 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.

En 2016 y 2017 las fuentes de energía renovable representaron el 28.8% y 29.5% respectivamente, de la capacidad instalada de generación de electricidad de México, presentando un incremento del 10.2% y 2.4% de 2015 al 2016 y de 2016 al 2017, respectivamente.

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 renovable. 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.

Finalmente, en el 2012 la Cámara de Senadores aprobó por unanimidad de votos la Ley General de Cambio Climático, que establece la obligación de que para 2024 cuando menos el 35% de la electricidad producida en México se genere a partir de fuentes que no sean de origen fósil. Este objetivo ha sido ratificado por la LTE. Esta ley convirtió a México en tan sólo el segundo país a nivel mundial, 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.

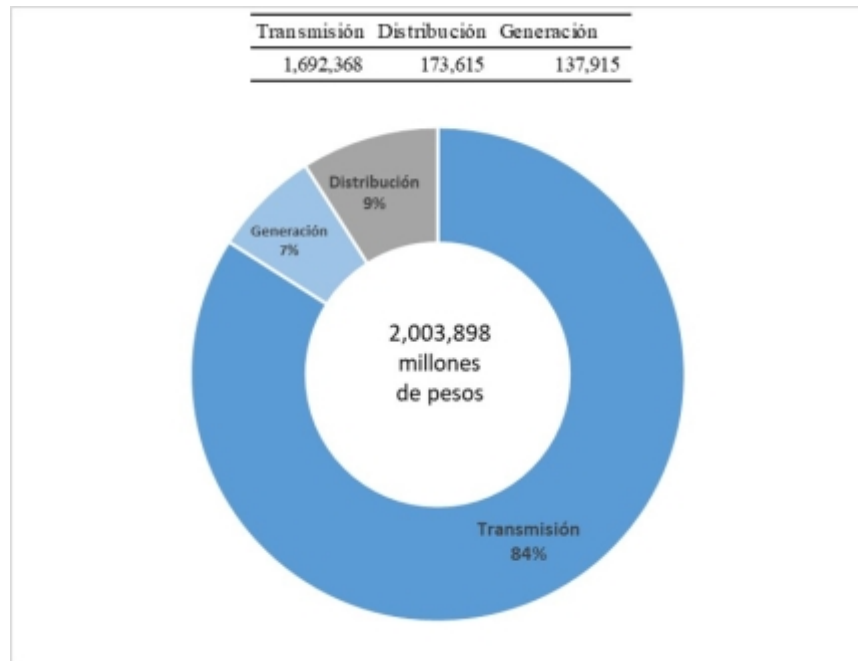
Conforme a la reforma energética, ciertas obligaciones del uso de energías limpias se volvieron aplicables a los participantes en el mercado de energía eléctrica. Los CELs serán emitidos a “generadores de energías limpias”. Los generadores de energía eléctrica podrán recibir un crédito de energía limpia 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 será 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 el año 2019, al menos 5.8% de la energía consumida debe provenir de fuentes de energía limpia y el déficit se debe compensar con CELs, 7.4% para el 2020, 10.9% para el 2021 y 13.9% para el 2022.

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 estiman que la demanda de electricidad continuará creciendo a un ritmo del 3.1% anual promedio entre 2018 y 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 de capacidad nueva de generación de 56 GW, así como importantes inversiones en transmisión y distribución, esperando en promedio inversiones de USD\$7,000 millones anuales.

La siguiente gráfica muestra el estimado de inversión anual a 2032, en millones de Pesos.



Fuente: Datos de la SENER

De acuerdo a la Prospectiva Gas Natural 2018 - 2032, en 2018, la demanda de gas natural era de 7.6 mmpcd y para 2032, la demanda esperada de gas natural será de 9.9 mmpcd, lo que representa un incremento del 30.3% desde 2017.

Por otra parte, se pronostica que la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 3.2% en los próximos 15 años, esperándose que la demanda máxima en el Sistema Interconectado Nacional crezca 3.2%, 3.4% en Baja California y 3.6% 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 proyectos de gran envergadura como gasoductos de gas natural, líneas de transmisión, y plantas energéticas 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.

De acuerdo al Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019, la SENER estima que durante el período 2015 - 2019 se habrán construido 3,081 km de nuevos gasoductos, con inversión total estimada de USD\$4,570 millones.

Nuevas estimaciones para el sector de negocio donde operamos, 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, la cual 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 Centro Nacional de Control de Energía (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 extranjera y se dinamiza la industria de energía completa hacia arriba hasta la distribución al menudeo, tanto en los sectores de petróleo y 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 y 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 los Productores Independientes de Energía (PIE) en la construcción y operación de plantas de generación de energía eléctrica para autoconsumo, la exportación o su venta a la CFE de conformidad con contratos de generación de electricidad a largo plazo y precio fijo. Los Productores Independientes de Energía (PIE) operan bajo contratos de “construcción propiedad y operación” (Build, own, operate) que generalmente permiten 25 años de operación. La mayoría de los Productores Independientes de Energía (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 recientemente promulgada 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”.

Dinámica de la Demanda

Las centrales eléctricas de CFE generaron el 52% de la energía eléctrica en 2017, los Productores Independientes de Energía aportaron el 27.6% y el 21.3% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO (Fideicomiso de Riesgo Compartido). En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 83 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 28,084 MW equivalente al 37% de la capacidad instalada nacional. La energía eléctrica generada en 2017 alcanzó los 165,245 GWh, que representa el 50% de la generación eléctrica del país en 2016.

Con base al progreso esperado en la generación de energía eléctrica, el consumo de gas natural aumentará a una tasa promedio anual de 2.4%, por lo que para el 2032 alcanzará el 63% del total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad. Del 2018 al 2022 se espera un crecimiento más dinámico del consumo de gas natural, derivado de la incorporación de 9.2 GW de proyectos de ciclo combinado que estarán operando en su totalidad para el año 2021, representando el 47% del total de la capacidad adicional de esta tecnología a instalarse en el período comprendido del 2018 al 2032. Una vez en operación los 6 gasoductos en la red nacional y de internación que actualmente están en construcción y se estima inicien su operación comercial en 2019, la capacidad de transporte de gas natural se incrementará 3,200 mmpcd.

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, en 2017 se registró un volumen de importación de 4,815.1 mmpcd y representó un aumento de 15.5% respecto al año anterior, la cual ha ayudado a satisfacer aproximadamente el 63% de la demanda del país en 2017, según la Prospectiva de Gas Natural 2018-2032 de la Secretaría de Energía. 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 cuatro compañías más grandes representan casi el 85% del mercado. La Compañía controla el 38% 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 TransCanada, 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 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 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, traspasa a sus clientes el precio de dicho insumo en los mercados internacionales, mientras que el precio del Gas LP con el que compite ha sido liberado recientemente para determinarse de acuerdo al mercado. 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, la Compañía podría enfrentar una fuerte competencia de parte de otros distribuidores de gas natural.

La capacidad de la Compañía para competir en el mercado de la distribución de gas natural también está sujeta a limitaciones en razón de la regulación del segmento. 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 año 2000 y ha hecho esfuerzos de buena fe para cumplir con la misma, pero hasta esta fecha no ha logrado identificar a un comprador de dichos activos. Véase la sección “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.”

Negocio de Hidrocarburos

Dentro de los nuevos proyectos de almacenamiento de petrolíferos del país, la Compañía está en proceso de desarrollo o construcción de seis proyectos de almacenamiento de productos refinados, de los cuales, cuatro son terminales de almacenamiento marítimas y dos terrestres, los cuales cuentan con una capacidad nominal de almacenamiento de 6.9 millones de barriles. Al igual que la Compañía, otras empresas como Grupo Simsa, Valero, Vopak, entre otras, se encuentran desarrollando su propia infraestructura para garantizar la eficiencia en la logística nacional de petrolíferos.

Segmento Electricidad

La Compañía compete en diferentes segmentos de generación eléctrica como se describe a continuación:

Parques solares

Durante 2016, a raíz de participar en los procesos licitatorios, la Compañía compitió y resultó ganadora en dos proyectos solares durante la Segunda Subasta de Largo Plazo: “Tepezalá Solar” y “Rumorosa Solar”.

Adicionalmente la Compañía también se enfoca en contratos bilaterales, en 2017, DeAcero eligió a la Compañía sobre la competencia y formalizaron un contrato bilateral a 20 años para el suministro de energía limpia que es generada a través de una nueva central solar fotovoltaica que se ubica en el municipio de Caborca, Sonora llamada Pima Solar. En 2018, la Compañía logró los contratos de largo plazo con Liverpool, Scotiabank y Autlán, dichos contratos son por un plazo de 15 años de compraventa de energía eléctrica, que será generada mediante el portafolio de proyectos de generación solar actualmente en proceso de construcción.

Estas acciones están alineada con el firme compromiso de la Compañía con el desarrollo de la infraestructura energética del país, y la consolida como empresa líder en la producción de energías limpias en México.

En este sector, IEnova cuenta con un 7% de participación en México, mientras que las empresas de la competencia participan como sigue: Enel 19%; Engie 15%; X-elio 12% y Sunpower 12%, siendo estos 4 competidores los más representativos.

Parques Eólicos

En relación con Energía Sierra Juárez, ubicado en Tecate, Baja California, la electricidad generada por la primera fase del proyecto se vende a una filial estadounidense de la Compañía. La Compañía compite directamente con otras generadoras y comercializadoras que atienden los mercados de las regiones en las que opera. 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, quien tiene presencia en Nuevo León, Tamaulipas, Tlaxcala y Coahuila; Cúbico, en Nuevo León; Acciona, en Tamaulipas y Oaxaca; e Iberdrola con 5 parques eólicos ubicados en Puebla y Oaxaca. El proyecto de la Compañía, Ventika, no está expuesto a los precios de mercado ya que su capacidad está prácticamente contratada en su totalidad.

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 la central Termoeléctrica de Mexicali, ésta vende la energía que le asigna el operador independiente del sistema eléctrico de California en el mercado mayorista. TDM compite diariamente con otras empresas generadoras que suministran energía en este mismo mercado.

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
Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Marketing, S. de R.L. de C.V.	100.00
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
Transportadora del Norte SH, S. de R.L. de C.V.	100.00
TDF, 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
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
IEnova Petroleum Liquids Holding, B.V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R.L. de C.V.	100.00
IEnova Gas, S. de R.L. de C.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
ESJ Renovable III, 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

ECA Liquefaction, S. de R.L de C.V	100.00
ICM Ventures Holding, B. V.	51.00
TP Terminals, S. de R. L. de C.V.	51.00
ECA Minority, S. de R. L. de C. V.	100.00
ECA LNG Holdings, B. V.	50.00

b. 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 Renewable I, S. de R.L. de C.V.	90.00
ESJ Renewable II, S. de R.L. de C.V.	100.00
Ventika Energy B.V.	100.00
IEnova Renewable Holding II, B.V.	100.00
Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V. ⁵	0.0018
Energía Sierra Juarez US, LLC	100.00
Energía Sierra Juarez US Transmission, LLC	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.	50.00
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
Servicios Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	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

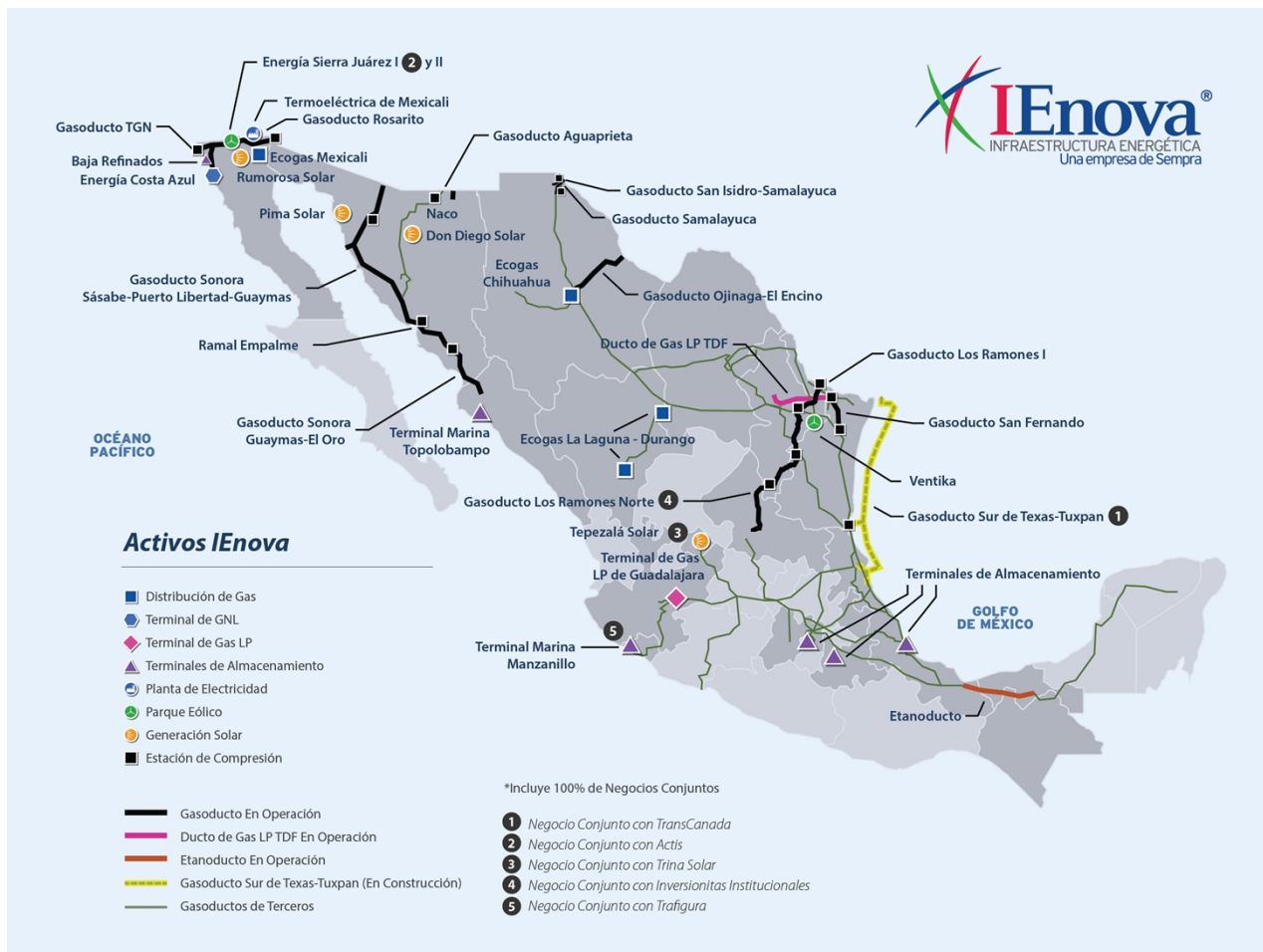
c. Segmento Corporativo

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

1. IEnova posee el 0.00011% mediante la subsidiaria Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V., el 99.99978% está aportado a un fideicomiso con Deutsche Bank México y el resto lo poseen sociedades externas.
2. Ídem
3. Todas las acciones están aportadas a un fideicomiso con Banamex, la subsidiaria IEnova Ventika México, S. de R.L. de C.V., es fideicomitente y fideicomisaria en segundo lugar del 70% de dichas acciones, la subsidiaria Ventika Energy B.V es fideicomitente y fideicomisaria en segundo lugar del 30% de dichas acciones. Adicionalmente, hay acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. Cemex, DeAcero, Oxxo, entre otros, poseen este tipo de acciones
4. Todas las acciones están aportadas a un fideicomiso con Banamex, la subsidiaria IEnova Ventika México II, S. de R.L. de C.V., es fideicomitente y fideicomisaria en segundo lugar del 70% de dichas acciones, la subsidiaria Ventika Energy B.V. es fideicomitente y fideicomisaria en segundo lugar del 30% de dichas acciones. Adicionalmente, hay acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. Cemex, DeAcero, Oxxo, entre otros, poseen este tipo de acciones.
5. IEnova posee el 0.0018% mediante la subsidiaria Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., el resto está aportado a un fideicomiso con CI Banco.
6. Existen acciones Serie "C" para autoabastecer energía eléctrica. DeAcero, Liverpool, Scotiabank, Autlán, sociedades subsidiarias de IEnova, entre otros, poseen este tipo de acciones.
7. Existen acciones Serie "BN" para autoabastecer energía eléctrica. Scotiabank, Autlán y sociedades subsidiarias de IEnova, 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 de Gas de la Compañía incluye (1) el negocio de ductos, en el que es dueña y opera sistemas para recibir, transportar, almacenar y entregar gas natural, etano y Gas LP, (2) el negocio de GNL en el que es dueña y opera una terminal de almacenamiento y de regasificación de GNL y también compra GNL y vende gas natural a sus clientes, y (3) el negocio de distribución de gas natural de la Compañía, que distribuye gas natural a más de 122,000 clientes residenciales, comerciales e industriales en el Norte de México. Una descripción más detallada de cada de los negocios dentro del segmento de gas se establece más adelante.

Negocio de Ductos y Almacenamiento Gas LP

Panorama General

La Compañía es propietaria y operadora de sistemas de recepción, transporte, almacenamiento y entrega de gas natural, etano y Gas LP, que incluyen más de 2,900 km de ductos para gas natural (incluyendo 800 km que está en construcción), 224 km de ductos de etano, 190 km de ductos para Gas LP, doce estaciones de compresión de gas natural en operación y tres en construcción con una potencia total de más de 588,810 caballos de fuerza, y una instalación de almacenamiento de Gas LP con una capacidad de 80,000 bl. Estos activos se encuentran en los estados de Baja California, Chiapas, Chihuahua, Durango, Jalisco, Nuevo León, Sinaloa, Sonora, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.

Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, Transportadora de Gas Natural de Baja California o TGN, Gasoducto de Aguaprieta, la Estación de Compresión Naco, el Gasoducto Sonora, el Gasoducto Ojinaga - El Encino, el Gasoducto San Isidro - Samalayuca, el Ramal Empalme, el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Gasoducto Los Ramones I, Ducto TDF, la Estación Gloria a Dios, la Terminal de Gas LP de Guadalajara, el Etanoducto y a través de negocios conjuntos el Gasoducto Los Ramones Norte y el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan (que la Compañía espera inicie operaciones comerciales en el segundo trimestre de 2019).

Los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía cuentan con una capacidad de diseño en transporte total de más de 16,501 mmpcd (171.6 mmthd), 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 y su sistema de transporte de Gas LP cuenta con una capacidad de diseño de 34,000 Bbld (1.9 mmthd). Una vez finalizada la construcción, los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía incluirán también el Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, un ducto de aproximadamente 800 km y una capacidad de diseño de aproximadamente 2,600 mmpcd (27.0 mmthd).

La mayor parte de los sistemas de transporte, las estaciones de compresión y las terminales de almacenamiento de gas natural y Gas LP, tienen celebrados contratos de transporte en base firme a largo plazo con algunas de las principales empresas que participan en la industria, incluyendo Shell, Gazprom, CFE, Saavi Energía, TransCanada 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 o Gas LP; 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 y almacenamiento de Gas LP

La siguiente tabla contiene un resumen de ambos activos operativos y activos en construcción pertenecientes al negocio de ductos y almacenamiento de Gas LP de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, incluyendo aquellos en los que se participa a través de negocios conjuntos.

Activos	% de propiedad	Longitud del sistema (km)	Capacidad de diseño (mmpcd)	% de capacidad contratada a largo plazo ⁽¹⁾	Compresión disponible (caballos de fuerza)	Fecha de inicio de operaciones
Transporte de Gas Natural						
Gasoducto Rosarito	100%	302 ⁽²⁾	1,434 ⁽²⁾	82% ⁽⁹⁾	32,500 ⁽¹²⁾	Agosto de 2002
Gasoducto TGN	100%	45	940	100%	8,000	Junio de 2000 ⁽³⁾
Gasoducto Aguaprieta	100%	13	200	25% ⁽¹⁰⁾	N/A	Noviembre de 2002
Estación Naco	100%	N/A	90	100%	14,340	Septiembre de 2001
Gasoducto Sonora (Sásabe-P. Libertad-Guaymas) (Guaymas-El Oro)	100%	835	770 510	100%	21,000- 11,000 ⁽⁵⁾	Diciembre de 2014 Mayo de 2017 ⁽⁴⁾
Gasoducto San Fernando	100%	114	1,460	100%	95,670	Noviembre de 2003
Gasoducto Samalayuca	100%	37	400	50%	14,300 ⁽¹³⁾	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	1,420	100%	123,000	Febrero de 2016
Gasoducto San Isidro-Samalayuca	100%	23	1,135	100%	46,000	Marzo de 2017
Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan ⁽⁷⁾	40%	800	2,600	100%	100,000	2° trimestre de 2019
Gasoducto Ramal Empalme	100%	20	226	100%	N/A	Junio de 2017
Transporte de Etano						
Etanoducto	100%	224	52/152/106,000 Bbld ⁽¹¹⁾	100%	N/A	Diciembre de 2015
Transporte de Gas LP						
Ducto TDF	100%	190	34,000 Bbld ⁽⁸⁾	100%	N/A	Diciembre de 2007
Almacenamiento de Gas LP						
Terminal de Gas LP de Guadalajara	100%	N/A	80,000 Bbl	100%	N/A	Diciembre de 2013

(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 Prospecto 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, conforme a lo descrito más adelante. Las cifras incluidas en esta tabla corresponden a la suma aritmética de la longitud y las capacidades de diseño de cada uno de los tres tramos que integran este sistema, calculadas por la CRE.

(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) Estaciones de compresión en construcción.

(6) Negocio Conjunto con BlackRock.

(7) En construcción a través de IMG, el negocio conjunto con TransCanada.

(8) En barriles diarios de Gas LP, o Bbld. Las cifras para el TDF de ductos de Gas LP representan 34,000 bbl 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.

- (9) En 2018, el Gasoducto Rosarito contó con más del 97% de su capacidad reservada en base firme.
- (10) El 25% de la capacidad del Gasoducto Aguaprieta es contratada a largo plazo. Si se incluyen contratos adicionales que no son a largo plazo la capacidad contratada es 65%.
- (11) 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 bbl/d (3.1 mmthd) en el tercer segmento de etano líquido.
- (12) Incluye la Estación de Compresión de La Jovita.
- (13) Incluye la 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 32,500 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 TransCanada, 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 cinco km de ductos con 12 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 190 mmpcd (2.0 mmthd).

El 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 2,500 caballos de fuerza de potencia y que se encuentra actualmente en operación en un punto de interconexión con el segmento LNG Spur de este sistema.

La Compañía tiene celebrados 14 contratos de servicio de transporte en base firme con los clientes del Gasoducto Rosarito, mismos que representan una capacidad diaria máxima total de 3,777 mmpcd (34 mmthd), equivalente al 97% de la capacidad instalada del sistema (incluyendo compresión), contratada en una base de capacidad fija. 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) ^(c)	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 ^(d)	20 años	190 mmpcd cantidad máxima diaria	4 años
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía) ^(c)	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 ^(d)	20 años	210 mmpcd cantidad máxima diaria	4 años
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	10 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	10 años
Termoeléctrica de Mexicali (subsidiaria de la compañía) ^(c)	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	4 años
Saavi ^(e)	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	9 años
IEnova Marketing (subsidiaria de la Compañía) ^(c)	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	1,307 mmpcd cantidad máxima diaria	9 años

^(a) 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.

^(b) 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.”

^(c) 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.

^(d) El último convenio modificatorio al contrato inicial tiene fecha de 1 de abril de 2014. Este contrato vence en 2022.

^(e) Antes Intergen.

El siguiente mapa muestra las rutas de los tres segmentos de este sistema y las rutas del Gasoducto TGN:



MEX_GasoductoRosarito_20120914

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 8,000 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:

Cliente	Objeto y Características	Fecha de Celebración	Vigencia	Capacidad Contratada (1)	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	10 años
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 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	10 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 rembolsa 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 129.4 mmpcd (1.3 mmthd), equivalentes al 65% 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 14,340 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 2021 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 vence en 2021, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de CENAGAS. En el supuesto de que el contrato se dé por terminado por causa de fuerza mayor, CENAGAS puede comprar la estación al precio que resulte más alto de entre (1) su valor en libros más una prima reconvenida o (2) su precio justo de mercado (con base en un avalúo practicado por un perito valuador independiente). 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 en conjunto con estaciones de compresión, ubicados en los estados de Sonora y Sinaloa, con una longitud aproximada de 835 km. El primer segmento de éste proyecto (Sásabe – Puerto Libertad – Guaymas) es de un ducto de 36 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 505 km con 770 mmpcd (8.0 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 y 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 flujo 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 años. Adicionalmente se tienen contratos no materiales con otros usuarios en base interrumpible.

El siguiente mapa muestra las rutas de los ductos:



MEX_Sonora_sp_20170515

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 de 95,670 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 de Gas LP TDF:



MEX_San Fernando_sp_20121011

Gasoducto Samalayuca

El Gasoducto Samalayuca está integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro; cuenta con una capacidad de 400 mmpcd (4.2 mmthd) y la estación de compresión Gloria Dios con una potencia 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 200 mmpcd e incluyen los 60 mmpcd (0.6 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 y tiene una vigencia inicial de 20 años, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de la CFE.

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	20 años	60 mmpcd cantidad diaria máxima	2 años

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Samalayuca:

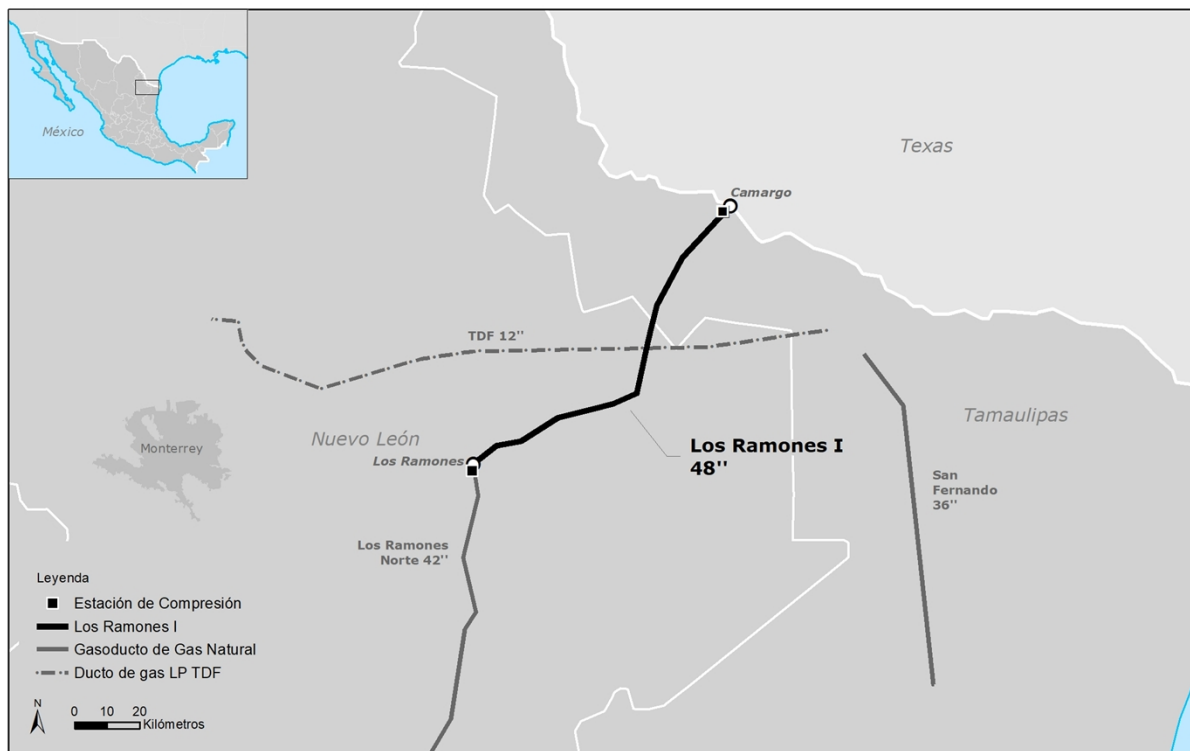


MEX_Samalayuca_sp_20121017

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 sistema nacional de ductos, 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:

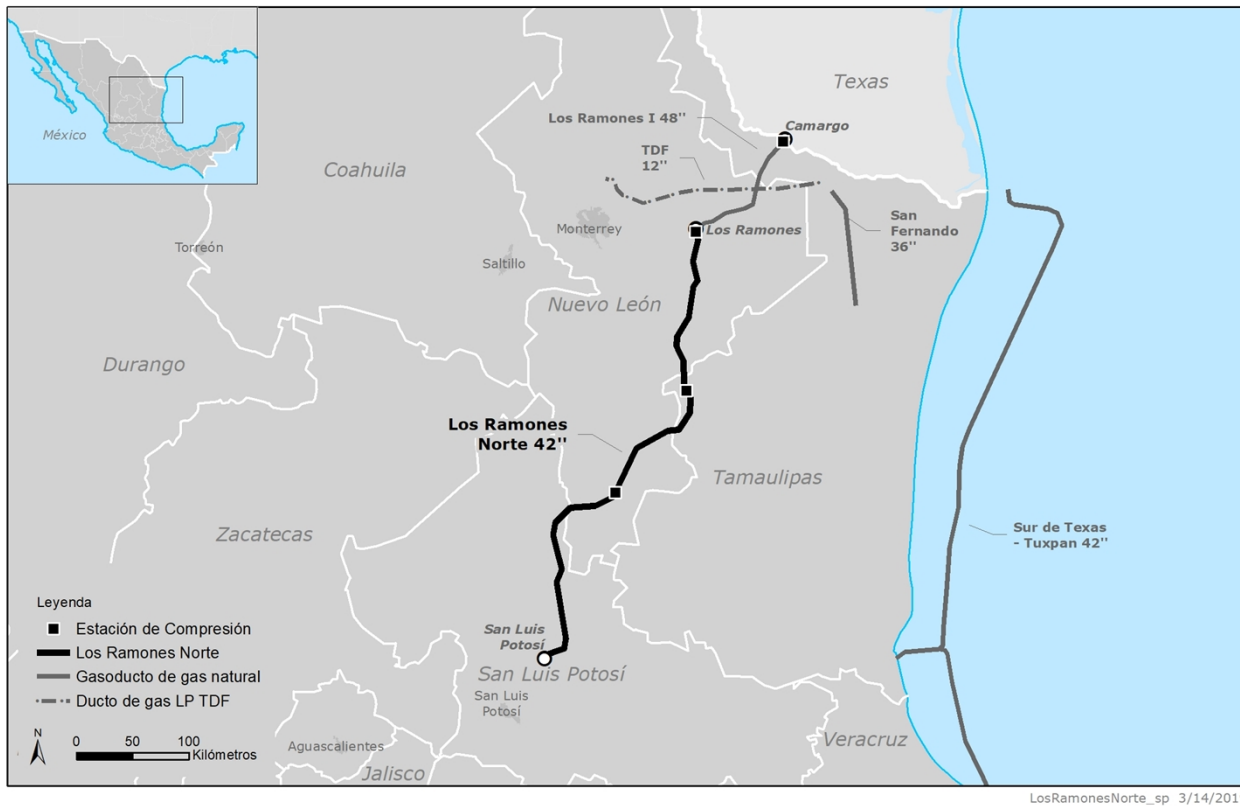


Gasoducto Los Ramones Norte

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 1,420 mmpcd (14.8 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. BlackRock 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.

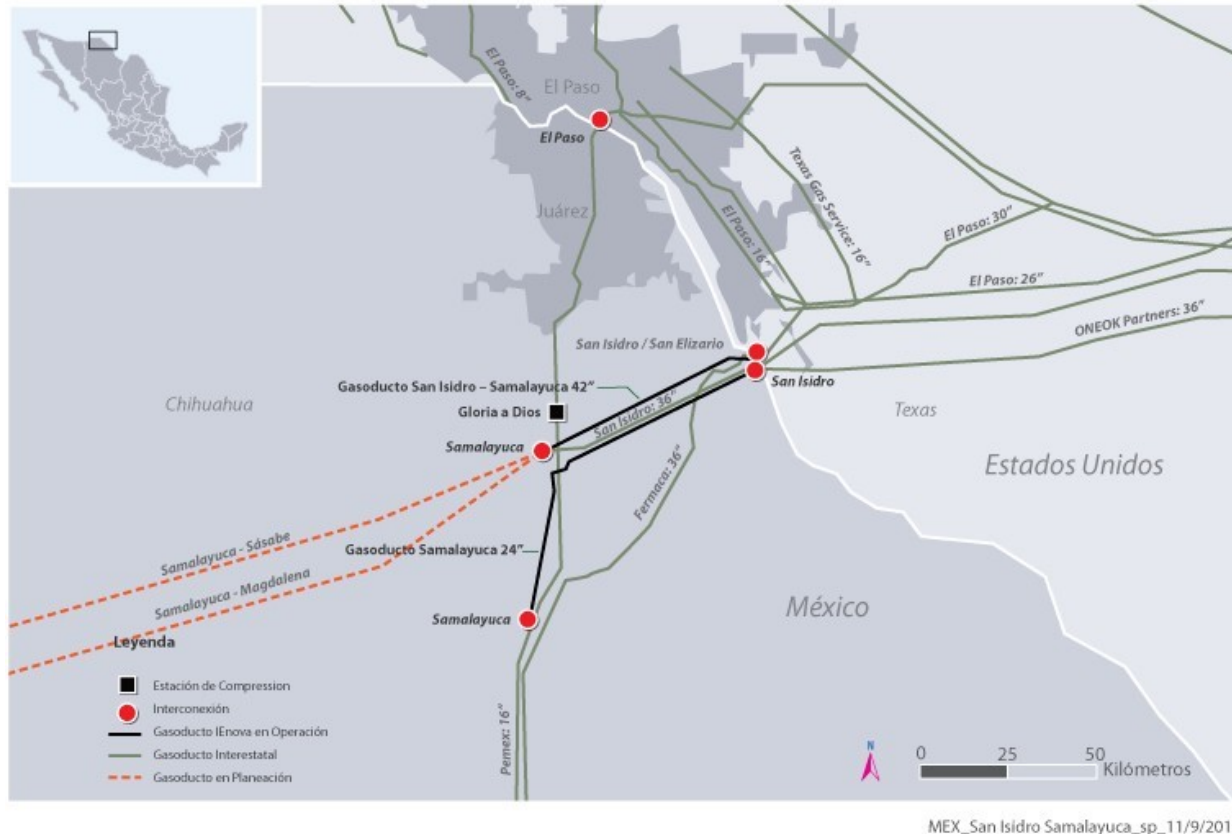
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Los Ramones Norte:



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 46,000 caballos de fuerza. 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.

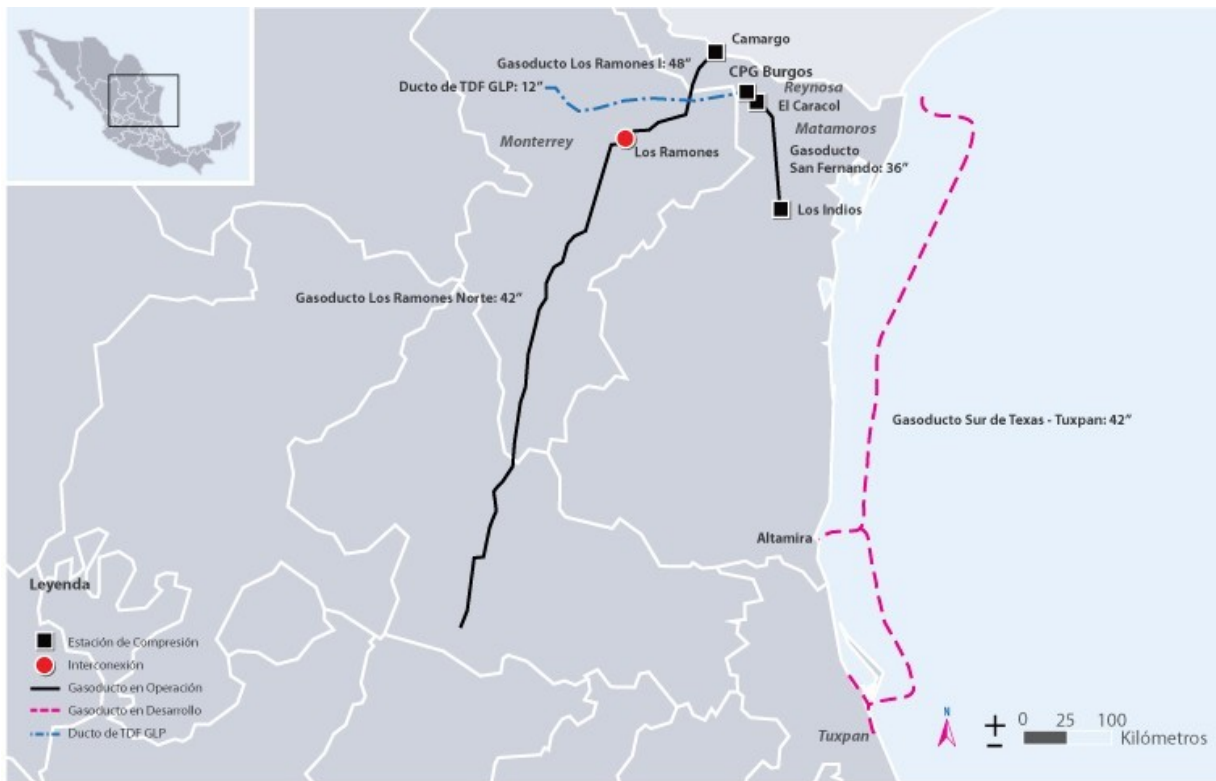
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto San Isidro – Samalayuca:



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. La Compañía y TransCanada han acordado fungir como garantes hacia los proveedores y contrapartes de IMG, incluyendo a la CFE, en relación con el desarrollo del gasoducto. La Compañía estima que el Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan requerirá una inversión de aproximadamente USD\$2,480 millones, de los cuales la Compañía asumirá aproximadamente USD\$992 millones (en proporción a su tenencia accionaria), y estima inicie operaciones durante el segundo trimestre de 2019.

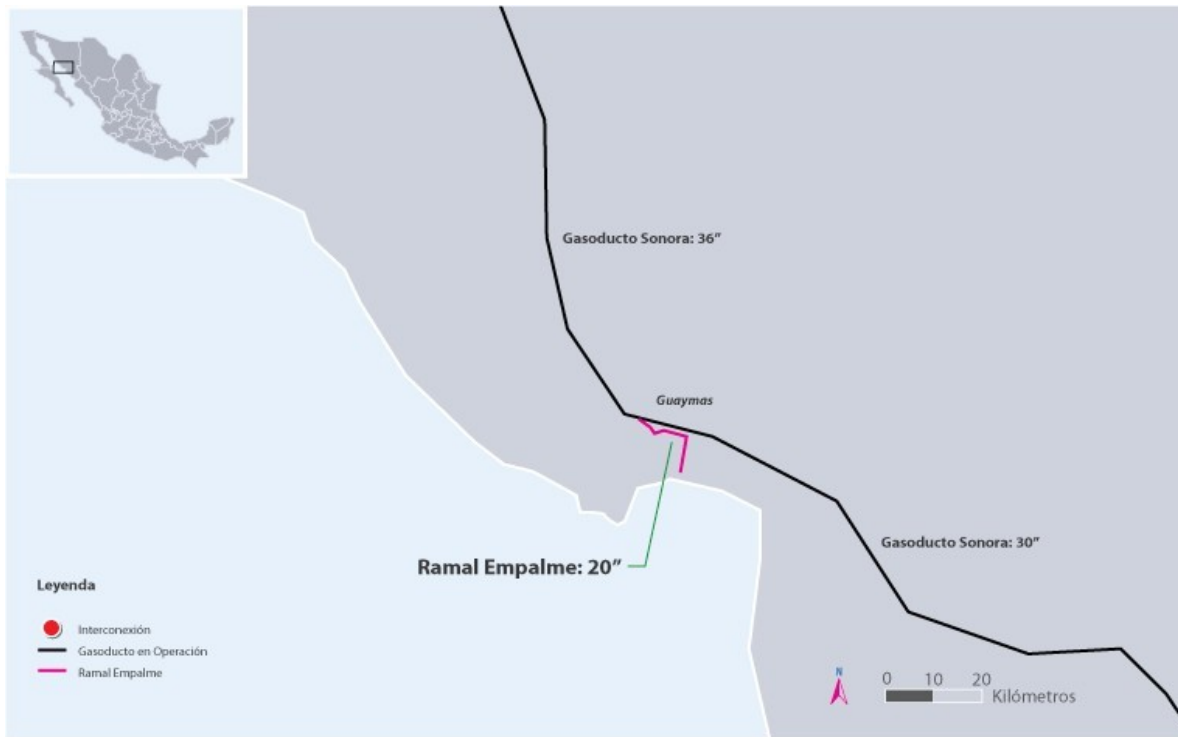
El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan:



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, en donde se conecta con el 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:



MEX_Empalme_sp_20170515

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:

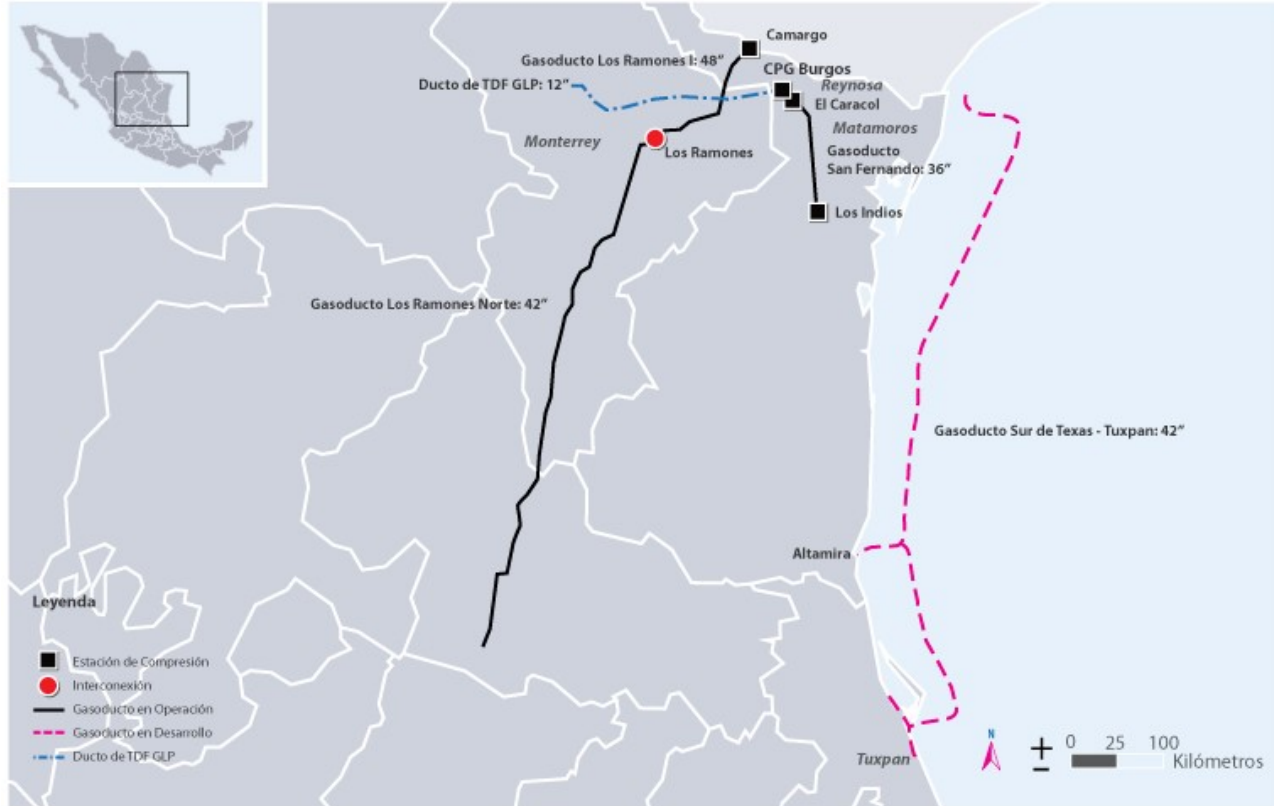


Ethane_sp 3/25/2019

Sistema del Ducto TDF

El sistema del 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 Bbld (1.9 mmthd) de Gas LP, así como por una estación de bombeo instalada en las inmediaciones del punto de recepción del ducto y de un sistema de entrega aledaño que comprende dos tanques con una capacidad combinada total de 40,000 Bbld (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, que es el único cliente del sistema, la Compañía tiene contratada 30,000 Bbld (1.6 mmthd) de capacidad diaria acumulada, que equivale a la totalidad de la capacidad de diseño. El plazo inicial de vigencia del contrato vence en 2027, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex TRI.

El siguiente mapa muestra la ruta de los gasoductos Los Ramones I, Los Ramones Norte y del Ducto TDF:



MEX Los Ramones sp 20120725

Terminal de Gas LP de Guadalajara

La terminal de almacenamiento de Gas LP ubicada en las afueras de Guadalajara, Jalisco, está integrada por cuatro tanques de almacenamiento, cada una de ellas con una capacidad de 20,000 bl (1.1 mmthd), así como por 10 muelles de carga y un punto de interconexión con el sistema de Gas LP perteneciente a Pemex TRI. 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 TRI y atiende al mercado jalisciense. La Compañía ha celebrado con Pemex TRI un contrato por el que se paga un cargo integrado por un componente fijo que Pemex TRI está obligada a pagar independientemente de la capacidad que utilice, y por un componente variable basado en el nivel de uso real de los servicios prestados por la terminal. 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:



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. La licuefacción del gas natural reduce 600 veces el volumen del insumo, facilitando su transporte en buques o camiones.

La Terminal de GNL está integrada por:

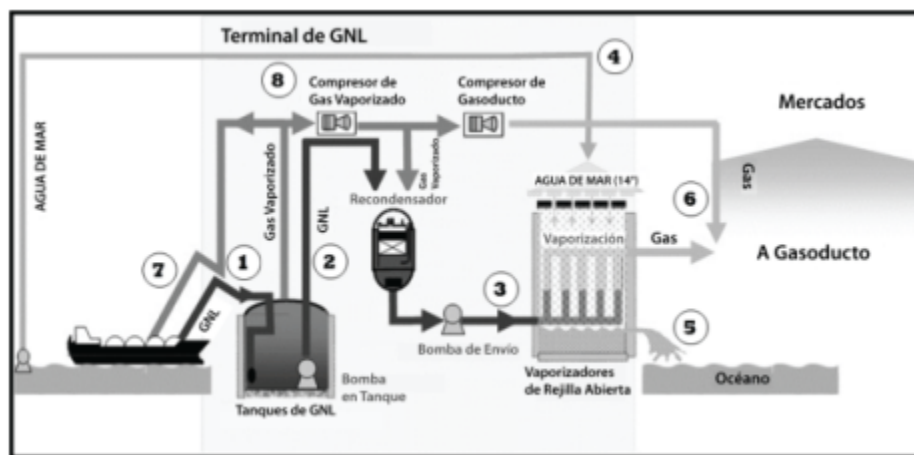
- Un muelle marítimo para la descarga de embarques de GNL transportados por buques tanque equipados con sistemas criogénicos;
- Dos tanques aislados de almacenamiento de contención total, con una capacidad conjunta de $320,000 \text{ m}^3$ (73.3 mmthd); y

- 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 puede asimismo ser expandida 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 buques tanque 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 y los sistemas de transporte a los que está conectada:



Almacenamiento de productos refinados

El negocio de almacenamiento de productos refinados, desarrolla sistemas para el recibo y almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos, principalmente gasolina y diésel en los estados de Baja California, Colima, Puebla, Sinaloa, Veracruz y Valle de México. Actualmente la Compañía cuenta con cuatro terminales marinas y dos terrestres en proceso de desarrollo o construcción, con una capacidad de almacenamiento de 6.9 millones de barriles, con capacidad de expansión.

Todos los contratos que la Compañía tiene al día de hoy son con clientes principales de la industrial 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.

Para el establecimiento de los contratos, en todos fueron incluidas garantías financieras de los clientes a la Terminal, así mismo, de conformidad con la regulación, los clientes se estarán 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 pertenecientes al negocio de almacenamiento de productos refinados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, 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%	2,100,000	100%	Cuarto trimestre 2019 - Primer trimestre 2020
Puebla	100%	650,000	100%	Cuarto trimestre 2019 - Primer trimestre 2020
Valle de México	100%	650,000	100%	Cuarto trimestre 2019 - Primer trimestre 2020
Baja Refinados	100%	1,000,000	100%	Cuarto trimestre 2020
Topolobampo	100%	1,000,000	100%	Cuarto trimestre 2020
Manzanillo	51%	1,480,000	50%	Cuarto trimestre 2020

Terminal de Veracruz

La Terminal de Veracruz se encuentra en etapa de construcción, se espera que su inicio de operación se dé entre el cuarto trimestre de 2019 y primer trimestre 2020. La Terminal se encuentra ubicada dentro de los terrenos de la API 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 contrato la totalidad de capacidad de almacenamiento.

La Terminal cuenta con una capacidad nominal de 2.1 millones de barriles, la cual tendrá doce tanques de almacenamiento para los productos de gasolina regular, gasolina premium, diésel, turbosina, turbosina filtrada y MTBE (éter metil tert-butílico por sus siglas en inglés) como oxigenante. La terminal contará con la capacidad de salida de producto por autotanque y ferrocarril.

Terminal de Puebla

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 650,000 bl los cuales se componen de nueve tanques de almacenamiento. Los productos que serán manejados en esta terminal son gasolina, gasolina premium, diésel y turbosina filtrada. La recepción del producto será por ferrocarril y la salida será a través de autotanque.

La capacidad 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.

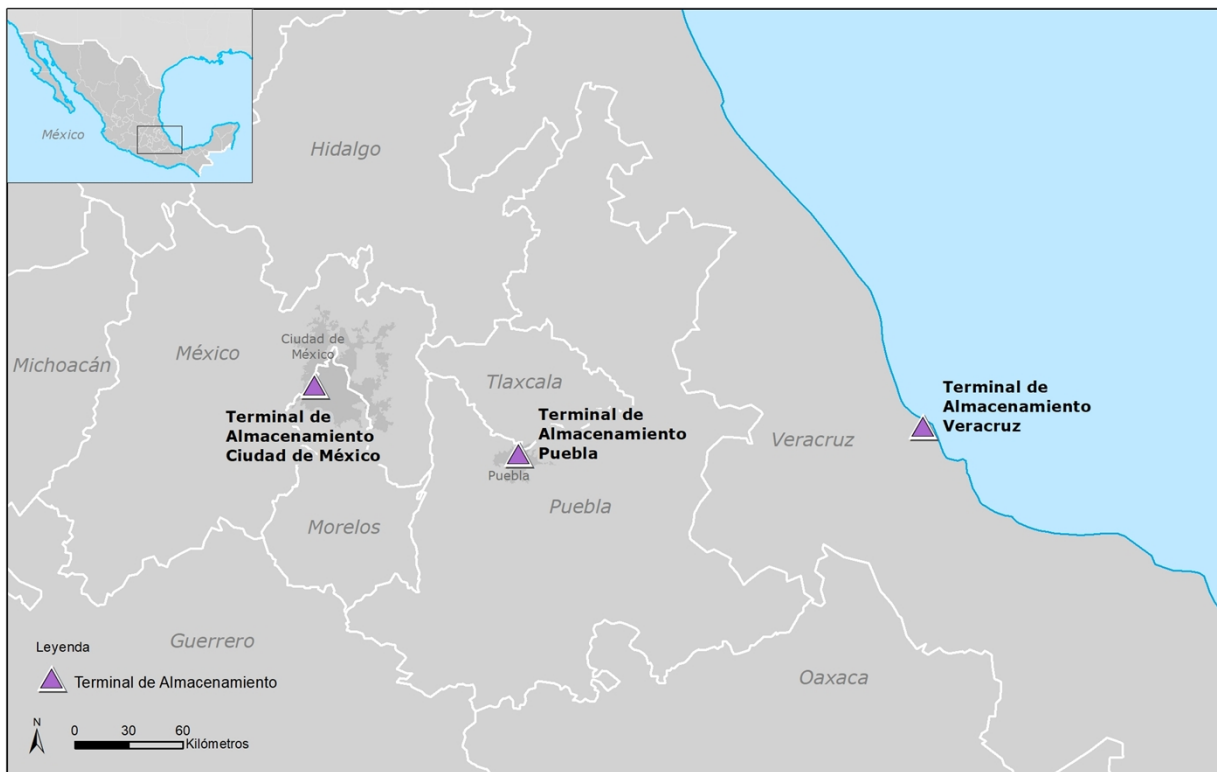
Terminal de Valle de México

La Terminal de Valle de México es el otro de los dos destinos del producto proveniente de la Terminal de Veracruz. Tendrá una capacidad de almacenamiento de 650,000 bl en nueve tanques de almacenamiento. Los productos que se manejarán en esta terminal son gasolina, gasolina premium, diésel y turbosina filtrada. La recepción del producto será por ferrocarril y la salida será a través de autotanque.

La capacidad de almacenamiento está contratada por Valero, el cual tiene la intención de abastecer zona metropolitana del Valle de México.

Se estima que la fecha de operación comercial de las terminales de Puebla y Valle de México sea entre el cuarto trimestre de 2019 y el primer trimestre de 2020. La inversión de las terminales de Veracruz, Puebla y Valle de México es de USD\$440 millones aproximadamente.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las terminales de Veracruz, Puebla y Valle de México:

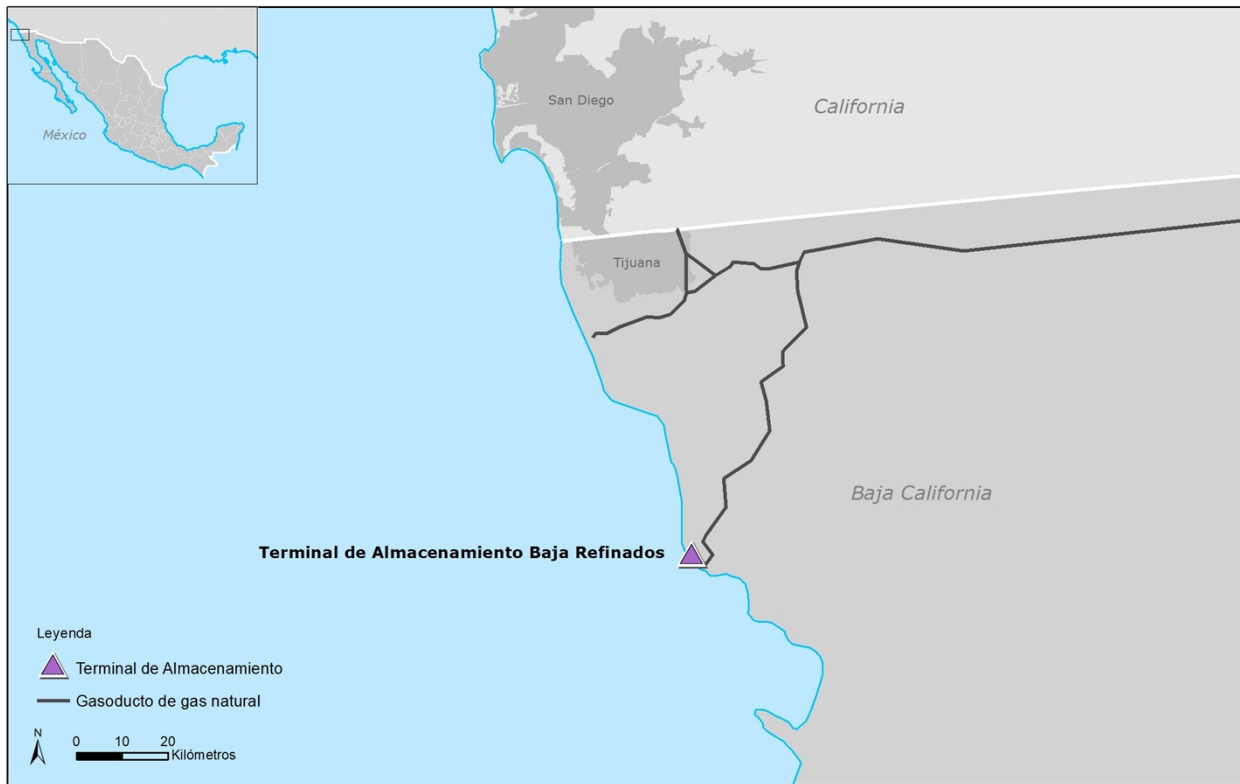


Terminal de Baja Refinados

La Terminal de Baja Refinados se ubica en Ensenada, Baja California, en la carretera 1D a la altura del km 82, 26 km al norte de la ciudad de Ensenada dentro del centro energético La Jovita, junto a la planta de LNG Energía Costa Azul. Esta terminal se encuentra en proceso de construcción para recibir productos refinados a través de una boya marítima (Single Point Mooring, SPM) para la descarga de los petrolíferos. La terminal tiene contemplados 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 aproximadamente 1 millón de barriles, con una capacidad de expansión de 330,000 bl adicionales.

Esta terminal tiene dos clientes para el servicio de almacenamiento: una filial de la compañía Chevron con una capacidad contratada del 50% y el otro 50% con una filial de BP para almacenar petrolíferos. 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 que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2020 y una inversión de USD\$130 millones aproximadamente.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal Baja Refinados:



BajaRefinadosTerminal_sp 3/14/2019

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 las ciudades del norte de Sinaloa y/o sur de Sonora. El proyecto se ubica en el municipio de Ahome, Sinaloa, dentro de las instalaciones de la Administración Portuaria Integral de Topolobampo, a 24 de km al oeste de la ciudad de los Mochis, Sinaloa, con una capacidad de 1,000,000 bl., con la posibilidad de expandirse.

Esta terminal tiene dos clientes para el servicio de almacenamiento: una filial de la compañía Chevron y una filial de Marathon, aproximadamente cada uno con el 50% para almacenar petrolíferos. La vigencia de los contratos es de largo plazo, en base firme y en Dólares. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2020 y una inversión de aproximadamente USD\$150 millones.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal de Topolobampo:



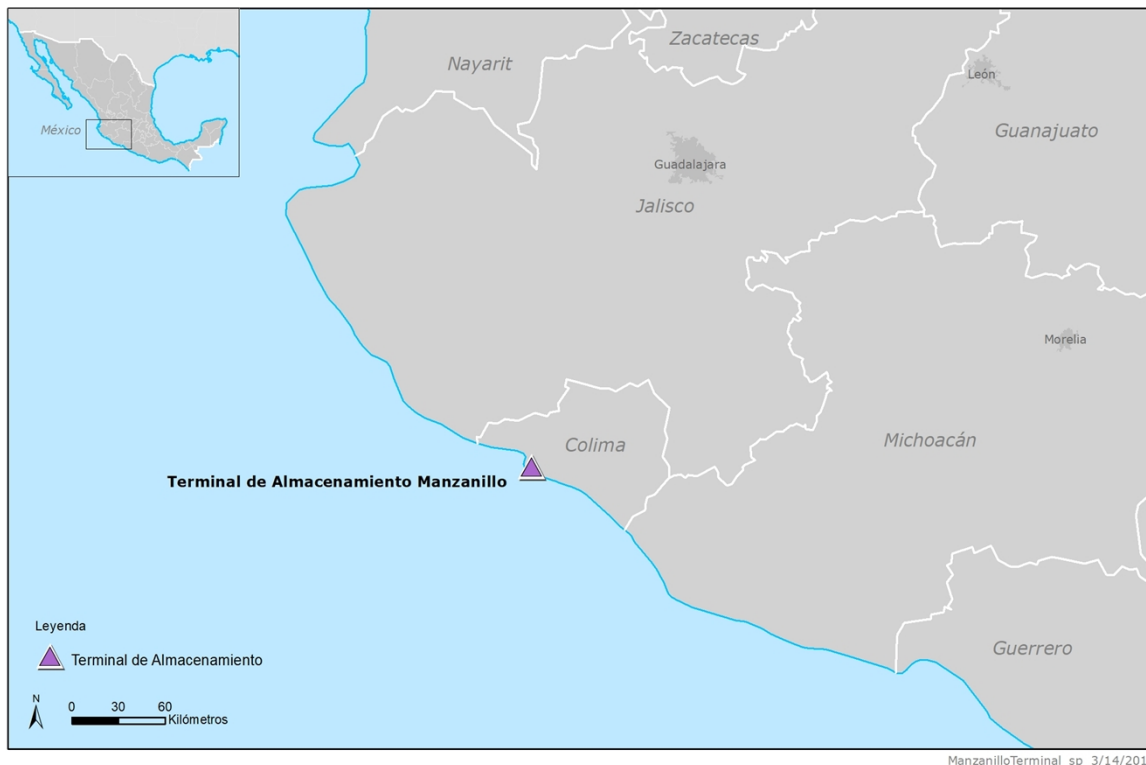
TopolobampoTerminal_sp 3/14/2019

Terminal de Manzanillo

En septiembre de 2018, IEnova adquirió de Trafigura el 51% de la compañía que posee ciertos permisos y los terrenos donde, sujeto a la obtención de los permisos restantes y otras condiciones, se construirá una terminal en Manzanillo, Colima. Cabe mencionar que filiales de Trafigura mantienen el 49% de la participación en la propiedad en el proyecto. Tanto IEnova como Trafigura firmaron un contrato de asociación para desarrollar, construir y operar la terminal. IEnova, tendrá 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. 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 1.48 millones de barriles, con oportunidad de expansión. Los productos serán recibidos a través de una boya marítima y serán retirados de la terminal vía auto-taque y ferrocarril.

La inversión estimada del proyecto es de USD\$200 millones, y se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, comience operaciones en el cuarto trimestre de 2020.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la terminal de Manzanillo:



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 BlackRock

En marzo de 2015 DEN, Pemex TRI y TETL (actualmente propiedad de Blackrock) celebraron un acuerdo (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 2018, Pemex TRI vendió su participación a BlackRock, como resultado la Compañía y BlackRock 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 TransCanada

Las relaciones entre los socios del negocio conjunto con TransCanada se rigen por lo dispuesto en (i) los estatutos sociales de IMG; y (ii) unos convenios entre la Compañía y TransCanada. A continuación se incluye un resumen de los principales términos de dichos estatutos y del convenio entre socios.

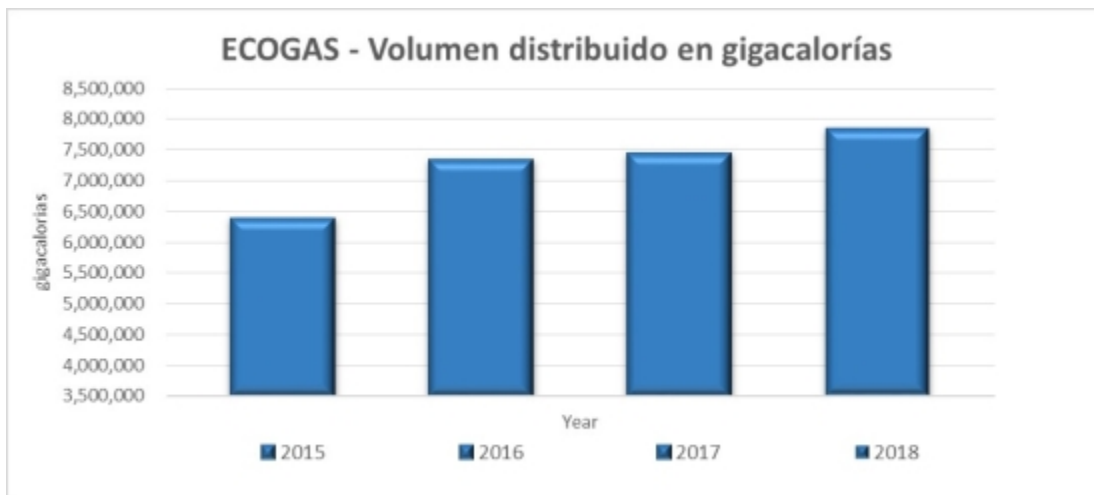
- a. Partes sociales y derechos de voto. Bajo el convenio entre socios, los socios tienen derecho de emitir un voto por cada Peso aportado al capital social de IMG. Sin embargo, se ha convenido que ciertos asuntos únicamente puedan ser aprobados por (i) unanimidad, (ii) supermayoría (66 2/3%), o (iii) 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. TransCanada 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. TransCanada 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) supermayoría (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 TransCanada 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 TransCanada asumirá las obligaciones de supervisión de construcción y operación del proyecto.*

Distribución

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 2018, el sistema ECOGAS, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,950 km, atiende actualmente a más de 122,000 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.



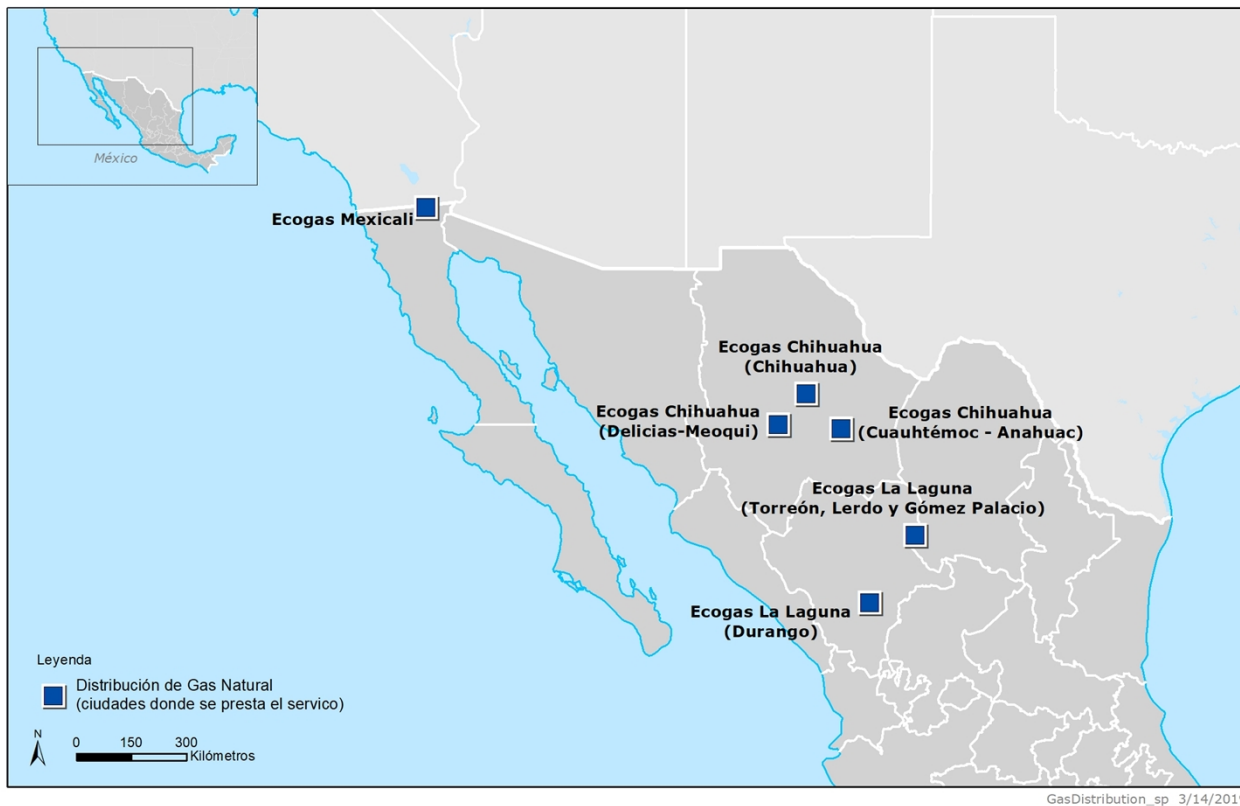
Las actividades del negocio de distribución de la Compañía incluyen:

- 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 2018:

	Mexicali	Chihuahua	La Laguna – Durango	Total
Longitud del Sistema (km)	566	2,288	1,093	3,947
Número de Clientes:				
Sector residencial	15,776	72,193	31,444	119,413
Sector comercial/industrial	382	2,069	1,032	3,483
Distribución (mmpcd):				
Sector residencial	435	3,618	833	4,886
Sector comercial/industrial	25,599	35,190	11,325	72,114

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 2018, los clientes residenciales representan el 97.2% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 46.6% 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 2018, los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el 2.8% del total de clientes (en términos del número de cuentas), pero adquieren el 93.7% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 53.4% 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 Electricidad

El segmento Electricidad de la Compañía incluye proyectos en operación, en construcción y en desarrollo, conformados por una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuatro parques eólicos y cuatro granjas fotovoltaicas. A continuación se incluye una descripción de las operaciones del segmento Electricidad.

Generación de electricidad a partir de gas natural

Termoeléctrica de Mexicali

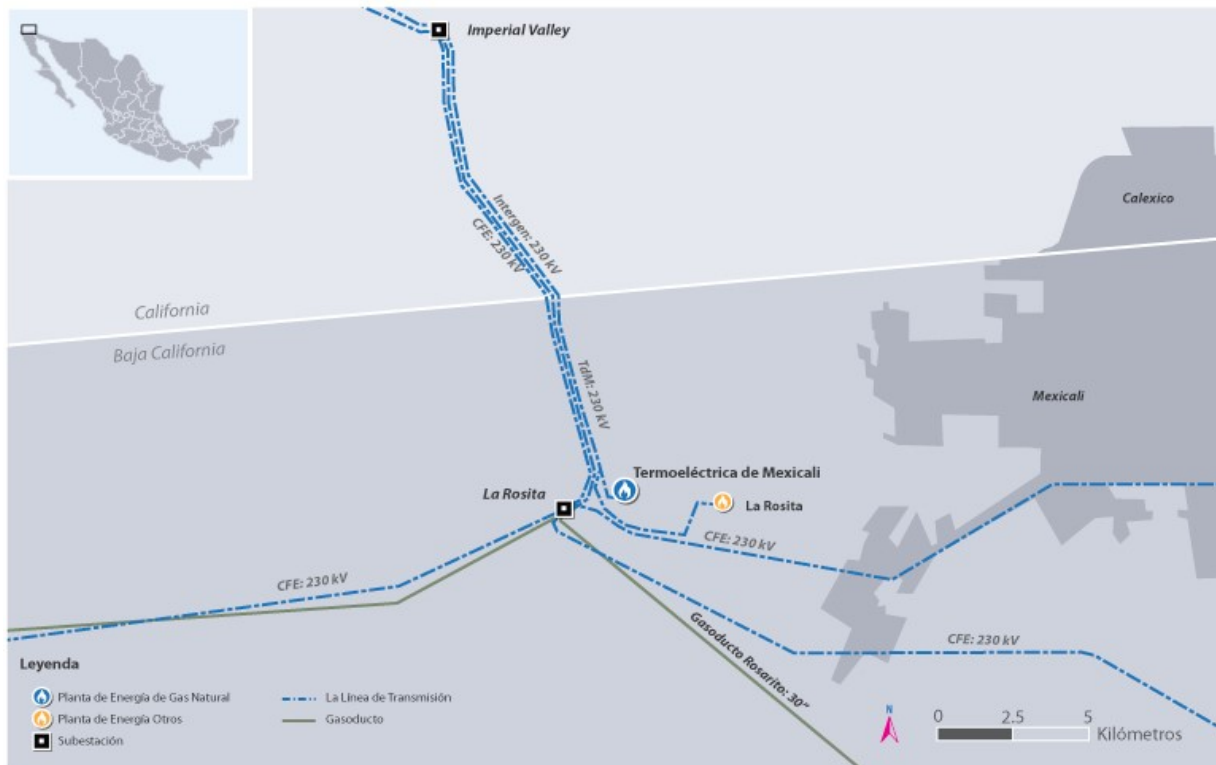
La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural y ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Inició operaciones en junio de 2003 y su ubicación le permite 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*).

Termoeléctrica de Mexicali está directamente interconectada a la red del California Independent System Operator 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 Centro Nacional de Control de Energía, 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 pagará 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 estará obligada a reembolsar a SGPM los gastos incurridos por la misma en relación con dichos servicios.

Contrato de compraventa de gas natural

La Compañía suministra a la Termoeléctrica de Mexicali entre 67 mmpcd (0.7 mmthd) y 101 mmpcd (1.1 mmthd) de gas natural, el cual es comprado directamente a la subsidiaria IEnova Marketing.

Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas

Energía Sierra Juárez

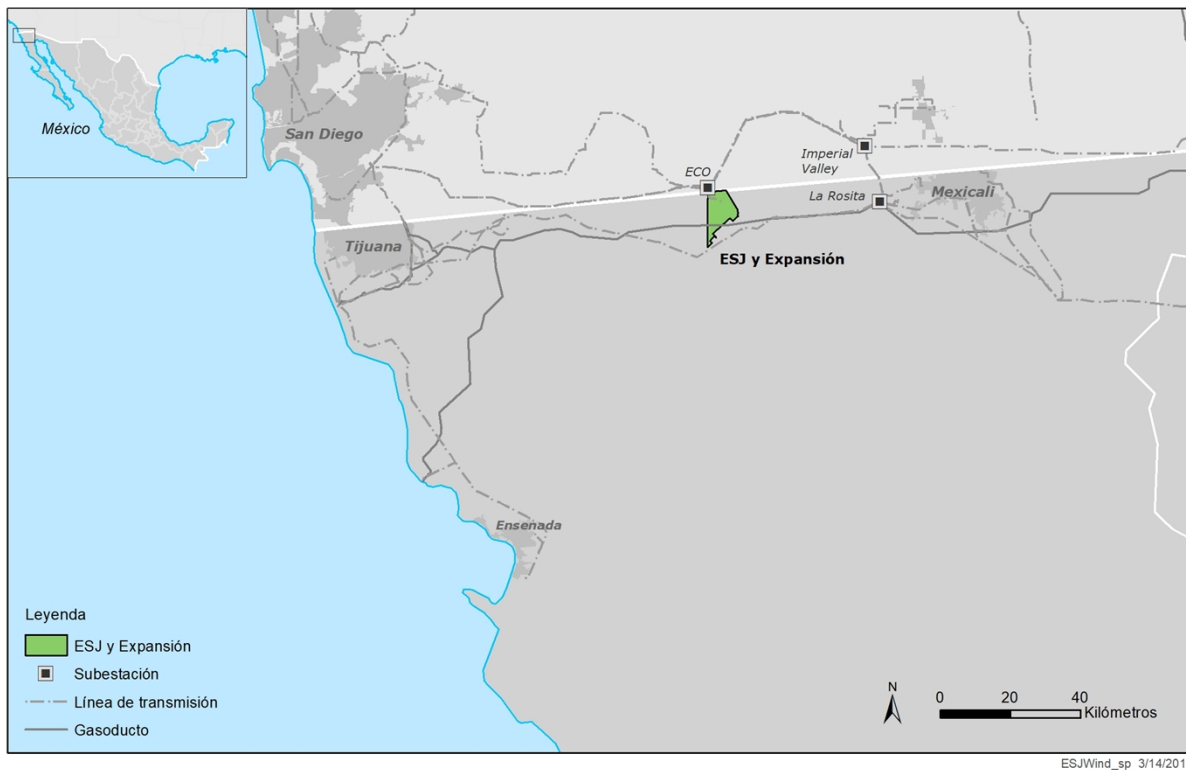
La Compañía desarrolló y construyó la primera fase del parque eólico Energía Sierra Juárez, ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, una de las regiones con mayores recursos en términos de la fuerza del viento en la costa oeste de América del Norte. Esta primera fase inició a operar en marzo 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 turbinas de 3.3 MW cada una, suficiente para abastecer a aproximadamente 65,000 hogares promedio en los Estados Unidos. Con base en la información meteorológica correspondiente a un período de cinco años, la Compañía prevé que las turbinas operarán a un factor de capacidad neto de entre el 34% y el 36% (entendiéndose por factor de capacidad neto el porcentaje promedio de electricidad generada al operar a máxima capacidad durante un período prolongado, tomando en consideración la disponibilidad de recursos en términos de viento y otros factores). La totalidad de la electricidad generada por la primera fase del proyecto se vende a SDG&E, en términos de un contrato de compraventa con vigencia de 20 años. En julio de 2014 la Compañía vendió el 50% de la primera fase de Energía Sierra Juárez a afiliadas de Actis.

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 ubicará en las cercanías de la primera etapa de Energía Sierra Juárez. Esta segunda etapa tendrá una capacidad de 108 MW y una inversión aproximada de USD\$150 millones. Su desarrollo está sujeto a la obtención de autorizaciones regulatorias, incluyendo a la Public Utilities Commission de California (obtenido en enero de 2018) y la Federal Energy Regulatory Commission de los Estados Unidos de América, así como a la obtención de diversas autorizaciones por parte de los acreedores y socios.

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 renovables, 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 por la etapa inicial de éste proyecto es suministrada a SDG&E de conformidad con un contrato de compraventa celebrado en abril de 2011. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la primera entrega de electricidad que realice la Compañía y establece una tarifa fija por megavatio hora 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 tenía un saldo principal insoluto al 31 de diciembre de 2018 de USD\$3.3 millones, y genera intereses a una tasa variable sobre Libor a 30 días más 637.5 puntos base (8.72% al 31 de diciembre de 2018).

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 Márgen 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 saldo del crédito al 31 de diciembre de 2018, es USD\$206.0 millones. Adicionalmente, a la misma fecha y bajo el contrato de crédito, se tienen emitidas cartas de crédito por un monto de USD\$29.8 millones.

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

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*

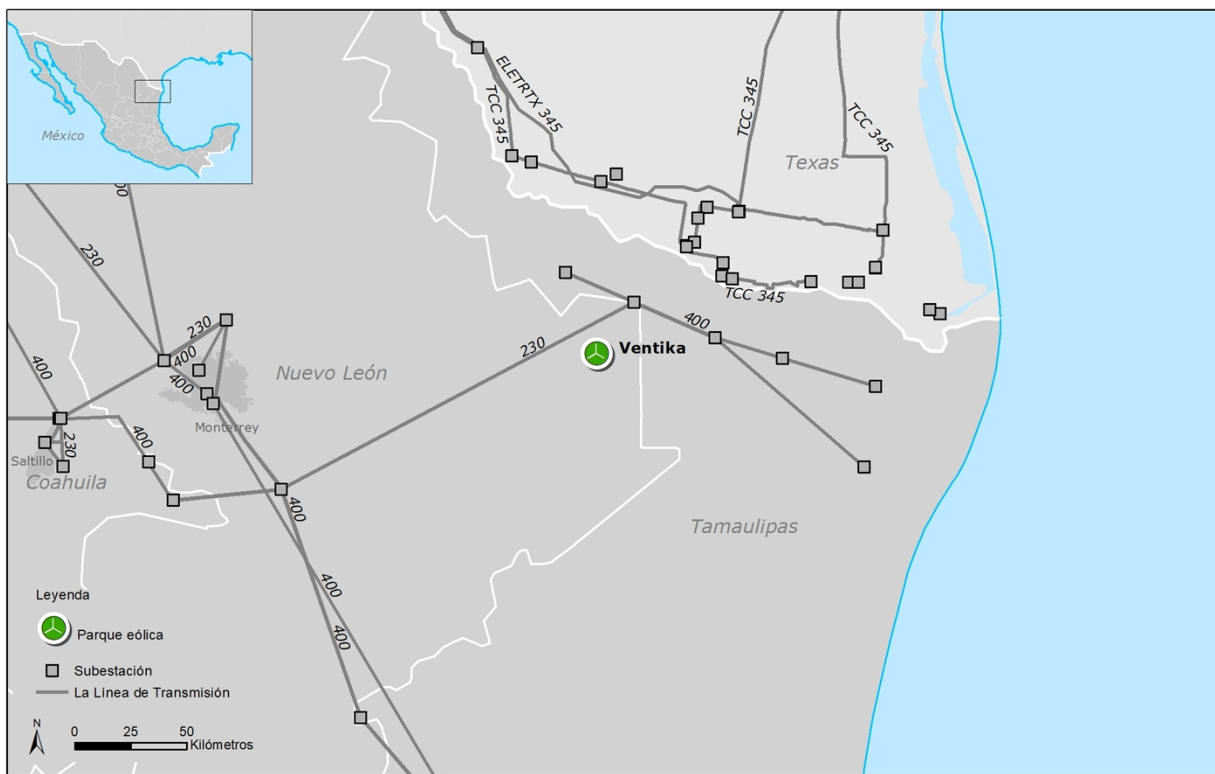
en parte del contrato del negocio conjunto. Adicionalmente, cada miembro tiene derecho de preferencia en el caso que otro miembro desee transferir su participación a un tercero.

Ventika

En diciembre de 2016, la Compañía adquirió el 100% del capital social de Ventika. Ubicado en el estado de Nuevo León a aproximadamente 56 km de la frontera con Estados Unidos de América, con 84 turbinas y una capacidad instalada de 252 MW. El precio pagado fue USD\$920 millones, incluyendo USD\$435 millones en efectivo y la deuda bancaria existente por USD\$485 millones.

Ventika incluye 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.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Ventika:



Los socios anteriores, Fistera Energy, portafolio de Blackstone y CEMEX, desarrollaron conjuntamente el parque eólico Ventika, el cual comenzó operaciones en abril de 2016. Para descripción del financiamiento de la construcción de Ventika, ver: “Información financiera consolidada — Informe de créditos relevantes – Financiamiento de proyecto para el parque eólico Ventika.”

Hasta diciembre de 2018, una afiliada de Acciona, una compañía líder a nivel global en el desarrollo y administración de activos renovables de energía, proporcionó a los parques los servicios de operación y mantenimiento de conformidad con los contratos de operación y mantenimiento que podrían renovarse cada cinco años. Los servicios de administración comercial del activo son proporcionados por CEMEX de conformidad con los contratos de administración del activo que tendrá una vigencia de un año, terminando en diciembre de 2019.

Principales contratos de Ventika

Contratos de compraventa de electricidad

Ventika tiene contratos de suministro de energía que, en su conjunto, constituyen acuerdos para adquirir el 100% de la capacidad estimada de generación de los parques eólicos por 252 MW, por 20 años contados desde abril de 2016. Dichos contratos se han celebrado con subsidiarias, afiliadas y partes relacionadas de FEMSA, CEMEX, FCA, DeAcero, el Tecnológico de Monterrey. Los contratos están denominados en Dólares a precios fijos y con una cláusula de incremento del 2.5% anual.

Las características principales 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 a precio de mercado; (iii) que contienen tarifas pre-acordadas con los clientes 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 venta 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 servicios.

Contrato de operación y mantenimiento

El operador, una empresa afiliada de Acciona, proporciona a Ventika los servicios de operación y mantenimiento mediante contratos con 5 años de vigencia, podría renovarse por períodos iguales hasta alcanzar 20 años de servicios. Mediante estos contratos, el operador garantiza la disponibilidad de cada parque en los límites establecidos en el propio contrato durante la vigencia del contrato. Conforme a estos contratos, el operador rinde a Ventika, servicios de operación y mantenimiento típicos para este tipo de proyectos, y el operador es 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 es responsable de obtener el personal necesario para la ejecución de sus servicios.

Las obligaciones del operador bajo estos contratos se encuentran garantizadas por Acciona, hasta por los límites acordados en cada contrato y en la propia garantía.

El mecanismo de pago al operador incluye un pago anual que se ajusta dependiendo de la disponibilidad de los parques. Este esquema de pago es un incentivo para que el operador obtenga una mayor disponibilidad real en comparación a la garantizada en los contratos. La penalidad para Acciona es el pago de los ingresos no generados debido a que no se encontró disponible la capacidad garantizada, hasta un máximo del pago anual por operación y mantenimiento acordado en ese contrato.

El monitoreo y control de las operaciones de cada turbina se realiza mediante el sistema SCADA. El mantenimiento rutinario se lleva a cabo por el personal de Acciona.

Contrato de administración de activos

Ventika y CEMEX acordaron terminar el contrato de servicios de administración de activos e iniciar otro, con una vigencia de 1 año a partir de enero de 2019 mediante el cual, CEMEX acuerda prestar los servicios de facturación, administración de los contratos de autoabastecimiento e interconexión. La Compañía a partir de enero de 2019 se ha encargado de los servicios de administración y vigilancia sobre los activos, inventario, cuentas por cobrar, y otros activos y servicios; así como causar el cumplimiento de los contratos principales que ha suscrito Ventika, incluyendo los de ingeniería, procuración y construcción; operación y mantenimiento, financiamiento, comunicación y administración de aspectos financieros con los acreedores, etc.

Contrato de crédito, modalidad financiamiento de proyecto

Para la construcción y puesta en marcha del parque eólico, cada una de las 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. El saldo al 31 de diciembre de 2018, es USD\$443.8 millones.

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 Fistera, como se menciona a continuación.

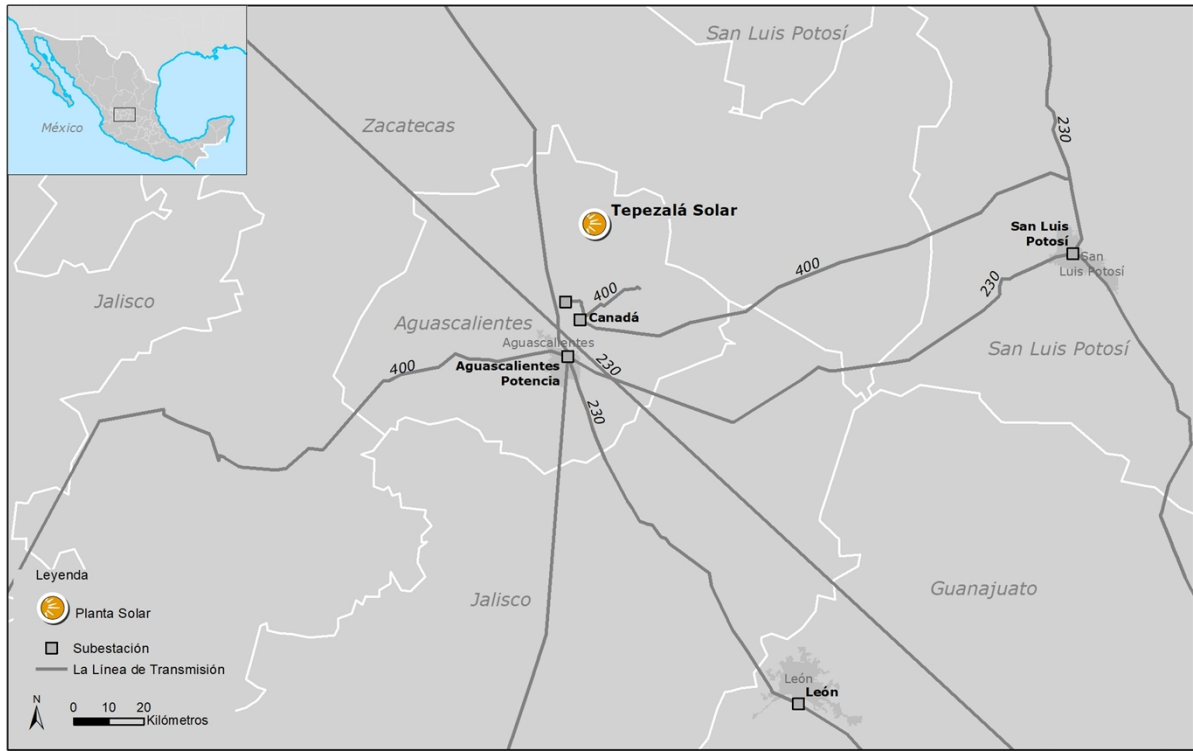
Todo el capital emitido de Ventika I y Ventika II, como también sustancialmente todos sus activos, garantizan las obligaciones de pago del financiamiento de Ventika I y Ventika II. El financiamiento es en modalidad de financiamiento de proyecto, ni la Compañía, ni Controladora Sierra Juárez, han asumido obligación directa de pago frente a los acreedores de los financiamientos. La Compañía garantiza el pago de servicio de la deuda por medio de cartas de crédito, al 31 de diciembre de 2018 el monto de las cartas de crédito ascendía a USD\$26.1 millones

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 la energía generada en el proyecto Tepezalá Solar, con una capacidad de aproximadamente 100 MW_{ac} y localizado en el estado de Aguascalientes. Los contratos incluyen 20 años de CELs y 15 años para capacidad. El proyecto Tepezalá Solar se desarrollará y construirá en asociación entre la Compañía y Trina Solar. Trina Solar mantendrá una participación minoritaria del 10%. Trina Solar es una compañía dedicada a la producción de módulos solares fotovoltaicos y optimización de sistemas de energía solar. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo trimestre de 2019 y la inversión es de aproximadamente USD\$100.

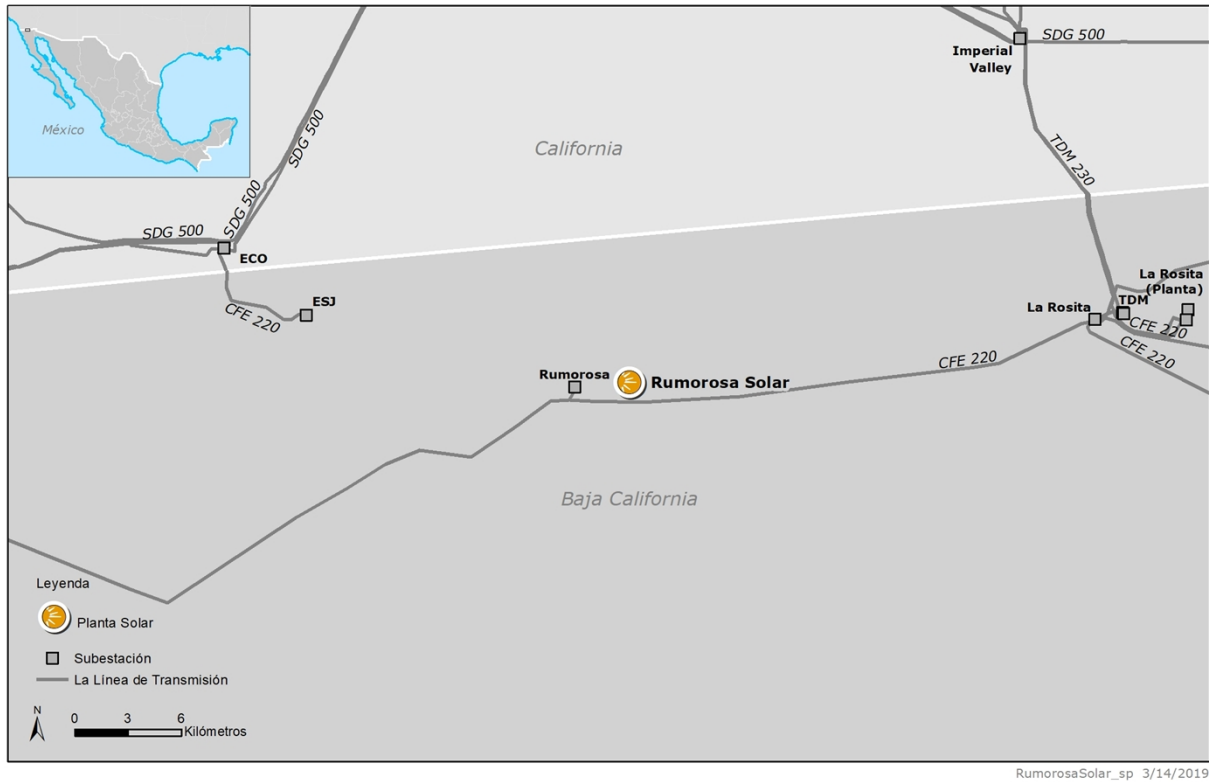
El siguiente mapa muestra la ubicación de Tepezalá Solar:



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 aproximadamente 41 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. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo trimestre de 2019 y la inversión es aproximadamente USD\$50 millones.

El siguiente mapa muestra la ubicación de Rumorosa Solar:



Pima Solar

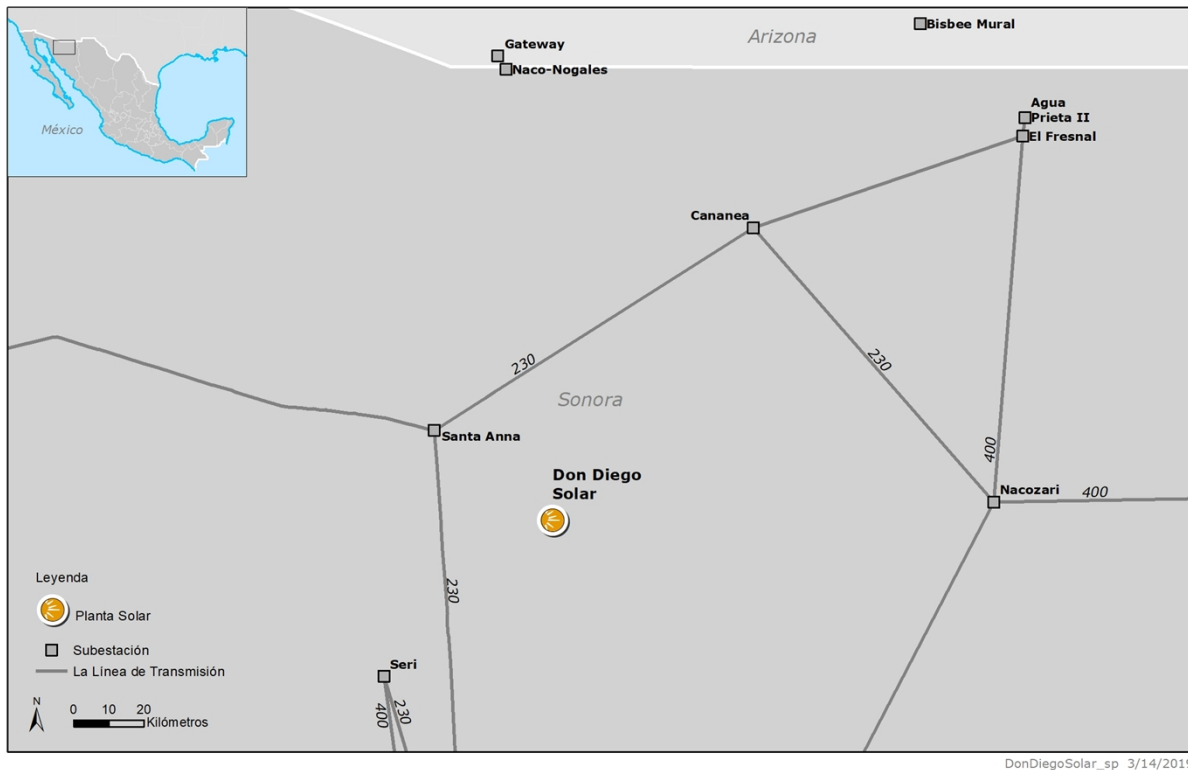
En marzo de 2017, la Compañía anunció la firma de un contrato de suministro eléctrico por 20 años con la empresa DeAcero para suministrarle energía, CELs y capacidad generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. La Compañía desarrolló, construyó e inició la operación comercial del proyecto Pima Solar en el primer trimestre de 2019, cuenta con una capacidad de 110 MW_{ac} y con una inversión de aproximadamente USD\$115 millones. El siguiente mapa muestra la

ubicación de Pima Solar:



Don Diego Solar

En febrero de 2018, la Compañía anunció la firma de un contrato, con plazo de 15 años, con varias subsidiarias de Liverpool. El contrato incluye la compraventa de energía eléctrica, que será generada en una nueva planta de energía solar ubicada en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora. La planta tendrá capacidad para suministrar a Liverpool y a otros grandes consumidores de energía. La Compañía desarrollará, construirá y operará el proyecto Don Diego Solar, con una capacidad de 125 MW_{AC}. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019 y la inversión es de aproximadamente USD\$130 millones. El siguiente mapa muestra la ubicación de Don Diego Solar:

**Inmuebles y derechos de uso de suelo*****Segmento de 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, permisionaria 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 adyacente 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, por un precio de aproximadamente USD\$0.3 millones anuales.

Negocio de Almacenamiento de Hidrocarburos y 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 Administración Portuaria Integral 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.

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.

Adicionalmente, la Compañía desarrollará dos terminales terrestres de almacenamiento y entrega de hidrocarburos, que se ubicarán en Puebla y Valle de México. Para la terminal de Puebla, la Compañía se encuentra en proceso de adquisición de 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. Para la terminal del Valle de México, la Compañía ha adquirido la mayoría de los terrenos para el proyecto, a través de compra ventas privadas, y a través de usufructo en tierras ejidales por 20 años, prorrogable por 20 años.

En cuanto a la terminal marina Baja Refinados, ésta se ubicará dentro del Centro Energético La Jovita, localizado a 23 km al norte de Ensenada, B.C. El proyecto se encuentra adquiriendo a través de compraventa, arrendamientos y servidumbres de paso, una superficie aproximada de 25 hectáreas para su desarrollo.

Respecto a la terminal marina de recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Manzanillo, Colima, IEnova y Trafigura han firmado un contrato por 50% de la capacidad inicial de almacenamiento y IEnova ha completado la adquisición del 51% de la compañía cuya subsidiaria es propietaria de los terrenos donde se prevé construir la terminal.

Por último, la Terminal de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo 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

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.

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 prevé desarrollar dentro del área arrendada al Ejido Jacumé.

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.

En cuanto a los proyectos solares, la Compañía se encuentra desarrollando 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, ha negociado 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 en desarrollo ubicado en Benjamin 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, que actualmente se encuentra en desarrollo, la Compañía ha adquirido 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, con el ejido Benito Juárez.

Finalmente, Pima Solar se encuentra ubicada en el municipio de Caborca, Sonora. La Compañía ha contratado 150 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.

Excepto por lo señalado en la presente sección, 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, ésta 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:

Asuntos sobre ECA

- a. *Recursos de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuestos por Castro, Valdéz y Palafox.* En mayo de 2003, Hiram Castro Cruz y Roberto Valdéz Castañeda (“Castro y Valdéz”, respectivamente), de forma conjunta, 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 de la MIA a la Terminal de ECA otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de Inmuebles Vista Golf (“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, juicios 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 Valdéz, la SEMARNAT admitió el recurso, y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez de la MIA. En marzo de 2012, Valdéz interpuso ante el TFJFA un juicio de nulidad en contra de la nueva resolución emitida por la SEMARNAT y ECA interpuso ante un Tribunal Colegiado de Circuito del Distrito Federal, un amparo en contra de la sentencia por la que el TFJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdéz. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución sobre la MIA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdéz y Palafox son infundadas.

Finalmente, en el caso de Roberto Valdéz presentó un procedimiento de anulación que se resolvió denegando la anulación mediante una sentencia publicada en enero de 2017.

- b. *Demanda agraria de Salomón Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul.* En febrero de 2006, los referidos particulares 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 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 Tribunal Agrario ha ordenado la emisión de una opinión experta de un perito tercero en discordia y está solicitando al Tribunal Agrario Superior la designación de dicho experto.

- c. El 01 de septiembre de 2018, Banco Santander (México), Sociedad Anónima, Institución de Banca Múltiple Grupo Financiero Santander, Institución fiduciaria en el Fideicomiso Número 53153-0, en representación de la comunidad de Colonos de Baja Mar con residencia en Ensenada, B.C. exhibió demanda de amparo indirecto.

El objetivo de dicha demanda fue para detener a diversas autoridades federales en materia de energía y medio ambiente, sobre la expedición de los permisos otorgados a la empresa para construir el proyecto de Construcción de la Planta de Licuefacción de Gas Natural en la empresa Energía Costa Azul que incluye la operación de las instalaciones actuales de la Planta de Regasificación y la construcción de una Central Eléctrica de abasto aislada.

Los actos reclamados en dicha demanda son que las autoridades administrativas no consultaron a los vecinos residentes de dicha terminal para la expedición de dichos permisos, también se combate la constitucionalidad de la disposición legal que estipula no se requiere la consulta de los residentes en la expedición de dichos permisos.

En la pasada audiencia incidental de fecha 11 de Abril 2019, el Juez Federal concedió la suspensión definitiva para que no se puedan emitir los permisos hasta que no se resuelva por completo el caso, para esto el Juez requirió a la quejosa la garantía de un millón de pesos dentro de cinco días hábiles, en caso de no exhibirla la suspensión perderá sus efectos.

La audiencia constitucional en donde se desahogan las pruebas y se presentan los alegatos de las partes fue fijada para el 29 de Abril de 2019.

Las operaciones de la Terminal de ECA, no se han visto afectadas como resultado de los procedimientos antes descritos, y han continuado operando con toda normalidad durante el desahogo de los mismos. Sin embargo, si cualquiera de dichos procedimientos llegara a resolverse en sentido desfavorable para la Compañía, las operaciones de la Terminal de ECA podrían verse afectadas en forma adversa y significativa, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, perspectivas, la posición financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo de la Compañía.

Excepto en lo que se refiere a los asuntos antes mencionados, ni la Compañía ni sus activos están sujetos a cualquier otra acción legal diferentes a los que surgen en el curso normal de los negocios.

Acciones representativas del capital social:

CAPITAL

xii) Acciones representativas del capital social.

Nombre de los accionistas	Número de acciones	Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 (Pesos mexicanos)			Total de capital social (Miles de Dólares)
		Capital social fijo	Capital social variable	Total	

Semco Holdco, S. de R. L. de C. V.	935,913,312	50,000	9,359,083,120	9,359,133,120	\$ 618,752
Público inversionista	218,110,500	-	2,181,105,008	2,181,105,008	144,197
	<u>1,154,023,812</u>	<u>50,000</u>	<u>11,540,188,128</u>	<u>11,540,238,128</u>	<u>762,949</u>

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento del capital social de la Compañía en \$1.00 Peso mexicano, el cual fue suscrito y pagado por BV11, aumentando el valor de su parte social; asimismo, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable, ver la nota 1.2.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte. En virtud de dichos cambios, se realizó la transformación de las partes sociales por acciones, las cuales al 15 de febrero de 2013 se encontraban distribuidas de la manera que se muestra a continuación.

Nombre del accionista	Acciones		
	Clase I	Clase II	Total
Sempra Energy Holdings XI, B.V.	4,990	935,908,312	935,913,302
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	10	-	10
	<u>5,000</u>	<u>935,908,312</u>	<u>935,913,312</u>

El capital social está integrado por acciones comunes nominativas, sin expresión de valor nominal. El valor teórico por acción es de \$10.00 Pesos mexicanos. Las acciones Clase I y II representan la parte fija y la parte variable del capital social, respectivamente. La parte variable es ilimitada.

El 6 de marzo de 2013, BV11 suscribió una ampliación de capital en Semco Holdco S. de R. L. de C. V. (“Semco”, subsidiaria de Sempra Energy), acordando pagar dicho aumento de capital a través de una contribución en acciones de IEnova por un monto a determinarse de acuerdo al precio por acción de la oferta global y sujeto a que las acciones de IEnova estén debidamente inscritas en el Registro Nacional de Valores (“RNV”). En la fecha efectiva de la oferta global y registro en RNV, Semco adquirió la totalidad de las acciones de BV11, conforme a los términos descritos; por lo tanto, a partir de esta fecha Semco es la nueva Compañía Controladora de IEnova.

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevó a cabo una oferta global de acciones. A través de la oferta global, IEnova emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.00 Pesos por acción, dicha oferta incluía una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de USD\$520.7 millones (\$6,448.4 millones de Pesos).

El 27 de marzo de 2013, en seguimiento a la oferta global, los intermediarios colocadores tanto en México como en el extranjero ejercieron las opciones de sobreasignación acordadas. El monto de las sobreasignaciones fue de USD\$78.1 millones (\$967 millones de Pesos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.00 Pesos por acción.

El 14 de septiembre de 2015, en Asamblea General Extraordinaria de accionistas, se aprobó la propuesta de una oferta de acciones (y un en consecuencia un aumento de capital de hasta por \$3,300 millones de Pesos).

El 7 de octubre de 2016, en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, se aprobó aumentar el capital social de IEnova, por la cantidad de \$3,800 millones de Pesos y la emisión de hasta 380,000,000 de acciones ordinarias, nominativas de la Clase II, Serie única, con valor un valor nominal teórico de \$10.00 Pesos cada acción, de libre suscripción, que fueron ofrecidas y colocadas en su totalidad en la oferta pública subsecuente de la Compañía.

El 13 de octubre de 2016, IEnova determinó el precio de la oferta pública primaria de las 380,000,000 de acciones ordinarias nominativas de la Clase II, de capital común a un precio de \$80.00 Pesos por acción.

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., el accionista principal de la Compañía, suscribió 83,125,000 acciones en la oferta pública de octubre de 2016 al precio de colocación.

La tabla siguiente muestra la integración actual del capital social:

Nombre de los accionistas	Número de acciones	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 (Pesos mexicanos)			Total de capital social (Miles de Dólares)
		Capital social fijo	Capital social variable	Total	
Semco Holdco, S. de R. L. de C. V.	1,019,038,312	50,000	10,190,333,120	10,190,383,120	\$ 751,825
Público inversionista	514,985,500	-	5,149,855,000	5,149,855,000	211,447
	<u>1,534,023,812</u>	<u>50,000</u>	<u>15,340,188,120</u>	<u>15,340,238,120</u>	<u>\$ 963,272</u>

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., es controlada por Sempra Energy, una sociedad controladora estadounidense domiciliada en San Diego, California dedicada al sector energía y listada en el New York Stock Exchange bajo la clave de pizarra "SRE" la cual no se encuentra bajo el control o influencia significativa de persona o entidad alguna, según dichos términos se definen en la LMV.

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.”

Durante los años concluidos el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, la Compañía pagó dividendos en tres ocasiones:

- El 21 de agosto de 2018, por la cantidad de USD\$210.0 millones.
 - El 15 de agosto de 2017, por la cantidad de USD\$200.0 millones.
 - El 9 de agosto de 2016, por la cantidad de USD\$140.0 millones.
-

[424000-N] Información financiera

Concepto	Periodo Anual Actual	Periodo Anual Anterior	Periodo Anual Previo Anterior
	USD 2018-01-01 - 2018-12-31	USD 2017-01-01 - 2017-12-31	USD 2016-01-01 - 2016-12-31
Ingresos	1,368,555,000.0	1,222,905,000.0	767,089,000.0
Utilidad (pérdida) bruta	982,764,000.0	891,059,000.0	496,204,000.0
Utilidad (pérdida) de operación	637,198,000.0	501,380,000.0	844,292.0
Utilidad (pérdida) neta	430,586,000.0	354,174,000.0	754,990,000.0
Utilidad (pérdida) por acción básica	0.28	0.23	0.61
Adquisición de propiedades y equipo	392,073,000.0	224,816,000.0	315,810,000.0
Depreciación y amortización operativa	137,157,000.0	119,020,000.0	66,606,000.0
Total de activos	8,768,597,000.0	8,163,859,000.0	7,126,948,000.0
Total de pasivos de largo plazo	2,569,216,000.0	2,593,355,000.0	1,804,963,000.0
Rotación de cuentas por cobrar	9.87	11.12	10.12
Rotación de cuentas por pagar	7.07	6.84	7.95
Rotación de inventarios	55.05	30.92	29.79
Total de Capital contable	4,759,750,000.0	4,516,587,000.0	4,350,311,000.0
Dividendos en efectivo decretados por acción	0.14	0.13	0.11

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*”.

La información relativa a los estados de resultados consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, y la información sobre los estados de posición financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, se deriva de los Estados financieros auditados de la Compañía incluidos en este Reporte. Los inversionistas deben leer esta información en conjunto con los Estados financieros auditados de la Compañía y las notas a los mismos que se incluyen en este Reporte, así como la información incluida en las secciones tituladas “*Presentación de la Información*” y “*Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de operación*”.

Estados consolidados de ganancias

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Ingresos	1,368,555	1,222,905	767,089
Costo de ingresos	(385,791)	(331,846)	(270,885)
Gastos de operación, administración y otros	(214,519)	(202,982)	(122,270)
Depreciación y amortización	(137,157)	(119,020)	(66,606)
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali	—	(63,804)	(136,880)
Ingresos por intereses	27,449	22,808	6,294
Costos financieros	(122,879)	(73,501)	(21,092)
Otras (pérdidas) y ganancias	8	(40,900)	773
Utilidad en remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación ⁽¹⁾	—	—	673,071
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de los negocios conjuntos	535,666	413,660	829,494
Gasto por impuestos a la utilidad	(143,064)	(104,163)	(117,345)
Participación en las utilidades de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	37,984	44,677	42,841
Utilidad del año	430,586	354,174	754,990

⁽¹⁾ En 2016, la ganancia que no significa flujo de efectivo por \$673.1 millones se refiere a la remediación a valor de mercado de la participación del 50 por ciento en IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, previamente mantenida.

Estados de posición financiera condensados consolidados

(en miles de Dólares)

	Al 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Activos			
Activos circulantes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	51,681	37,208	24,918
Inversiones en valores a corto plazo	83	1,081	80
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	153,649	94,793	100,886
Activos disponibles para la venta	—	148,190	191,287
Otros activos circulantes ⁽¹⁾	258,528	233,741	127,769
Total de activos circulantes	463,941	515,013	444,940
Activos no circulantes			
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	646,297	493,887	104,352
Arrendamientos financieros por cobrar	932,375	942,184	950,311
Impuestos a la utilidad diferidos	80,853	97,334	89,688
Inversión en negocios conjuntos	608,708	523,102	125,355
Propiedad, planta y equipo, neto	4,086,914	3,729,456	3,614,085
Activos intangibles	190,772	190,199	154,144
Crédito mercantil	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Otros activos no circulantes ⁽²⁾	120,646	34,593	5,982
Total de activos no circulantes	8,304,656	7,648,846	6,682,008
Total de activos	8,768,597	8,163,859	7,126,948
Pasivos y Capital			
Deuda a corto plazo	870,174	262,760	493,571
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	310,696	544,217	260,914
Pasivos relacionados con activos disponibles para la venta	—	62,522	35,451
Otros pasivos circulantes ⁽³⁾	264,761	184,418	181,738
Total de pasivos circulantes	1,445,631	1,053,917	971,674
Pasivos a largo plazo			
Deuda a largo plazo	1,675,192	1,732,040	1,039,804
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	75,161	73,510	3,080
Impuestos a la utilidad diferidos	566,892	551,614	489,607
Otros pasivos no circulantes ⁽⁴⁾	251,971	236,191	272,472
Total de pasivos a largo plazo	2,569,216	2,593,355	1,804,963
Total de pasivos	4,014,847	3,647,272	2,776,637
Capital contable			
Capital social	963,272	963,272	963,272
Aportación adicional de capital	2,351,801	2,351,801	2,351,801
Acciones en tesorería	(7,190)	—	—
Otros resultados de pérdida integral	(104,105)	(114,556)	(126,658)
Utilidades retenidas	1,536,662	1,316,070	1,161,896

Total de capital contable participación controladora	4,740,440	4,516,587	4,350,311
Participación no controladora	13,310	—	—
Total de capital contable	4,753,750	4,516,587	4,350,311
Total de pasivos y capital contable	8,768,597	8,163,859	7,126,948

^(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

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
(en miles de Dólares)			
Pagos de Propiedades, planta y equipo	392,073	224,816	315,810
UAIDA	768,245	688,077	373,934
UAIDA Ajustada	876,366	758,640	504,020
UAIDA Ajustada por segmento:			
Gas	716,007	663,023	481,293
Energía	160,790	103,673	23,425
Corporativo	(431)	(8,056)	(698)

UAIDA y UAIDA Ajustada

Se presenta la “UAIDA” y el “UAIDA Ajustada” en este documento con fines de conveniencia para los inversionistas. UAIDA y 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 Compañía define la UAIDA como 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) utilidad en remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación; (6) el gasto por impuestos a la utilidad y (7) la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad.

La Compañía define la UAIDA Ajustada como la UAIDA más Ajuste a la UAIDA de negocios conjuntos.

La Compañía define el Ajuste a la 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.

(miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Segmento Gas	626,797	610,828	369,721
Segmento Electricidad	141,879	85,305	4,911
Corporativo	(431)	(8,056)	(698)
UAIDA	768,245	688,077	373,934
Ajuste para UAIDA de los Negocios Conjuntos	108,121	70,563	130,086
UAIDA Ajustada	876,366	758,640	504,020

Información financiera trimestral seleccionada:

Información Financiera trimestral seleccionada

(miles de Dólares, excepto datos por acción)	Tres meses terminados el	
	31 de diciembre de	
	2018	2017
Ingresos	\$ 345,903	\$ 315,530
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	96,754	76,517
Utilidad del Período	88,622	36,728
Utilidad por acción	\$ 0.06	\$ 0.02

En el cuarto trimestre de 2018, los ingresos fueron USD\$345.9 millones, comparado con USD\$315.5 millones en el mismo periodo de 2017. El incremento de \$30.4 millones se debió principalmente a mayores ingresos en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali por mayores precios y mayor volumen, mayor precio del gas natural vendido y mayor volumen de electricidad en Ventika.

En el cuarto trimestre de 2018, la utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos fueron USD\$96.8 millones, comparado con USD\$76.5 millones en el mismo periodo de 2017. El aumento de USD\$20.3 millones se debió principalmente al mayor resultado de operación de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali.

En el cuarto trimestre de 2018, la utilidad fue USD\$88.6 millones, o USD\$0.06 por acción, fue 141 por ciento mayor que la utilidad de USD\$36.7 millones, o USD\$0.02 por acción, en el mismo periodo de 2017. El incremento de USD\$51.9 millones, o USD\$0.04 por acción, se debió principalmente a los efectos de tipo de cambio, que no significan flujo de efectivo, al mayor resultado de operación de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali y la adquisición del 50 por ciento restante de Ductos y Energéticos del Norte en noviembre de 2017.

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

Información por segmentos

De acuerdo a los Estados financieros auditados, a continuación presentamos la información por segmentos.

Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en dos segmentos operativos separados, Gas y Electricidad. Los montos identificados como Corporativo corresponden a IEnova como entidad controladora.

- El segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural, GNL y Gas LP, compresión de gas natural, transporte de etano en fase líquida y gaseosa, distribución de gas natural y almacenamiento de productos refinados, estos últimos se encuentran en construcción; y
- El segmento de electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuatro parques eólicos y cuatro plantas de generación de energía fotovoltaica, de las cuales un parque eólico y tres plantas de generación de energía fotovoltaica se encuentran en construcción.

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 Mantenedos 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 los años concluidos el 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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.

Resultados por segmento de los Estados Financieros Auditados**Ingresos por segmento**

El siguiente es un análisis de los ingresos por operaciones continuas por segmento reportable de la Compañía:

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Gas:			
Ingresos con clientes	919,783	888,647	548,947
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	138,752	103,043	101,998
Ingresos entre segmentos	329,527	309,179	238,147
Electricidad:			
Ingresos con clientes	99,592	99,164	12,315
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	208,652	130,192	101,192
Corporativo:			
Asignación de servicios profesionales con partes relacionadas no consolidables	1,776	1,859	2,637
Servicios profesionales entre segmentos	34,974	29,970	29,484
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	(364,501)	(339,149)	(267,631)
Total ingresos por segmentos	1,368,555	1,222,905	767,089

Utilidad por segmentos

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Gas	445,259	463,483	912,370
Electricidad	65,357	(34,316)	(104,900)
Corporativo	(80,030)	(74,993)	(52,480)
Total utilidad por segmentos	430,586	354,174	754,990

Activos y pasivos por segmentos

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Activos por segmentos:			
Gas	6,705,011	6,425,446	5,716,175
Electricidad	1,356,815	1,170,970	1,241,689
Corporativo*	706,771	567,443	169,084
Total activos consolidados	8,768,597	8,163,859	7,126,948
Pasivos por segmentos:			
Gas	1,066,774	1,031,448	983,424
Electricidad	655,386	652,502	641,479
Corporativo*	2,292,687	1,963,322	1,151,734
Total pasivos consolidados	4,014,847	3,647,272	2,776,637

**Segmento corporativo.* La Administración ha decidido reclasificar retrospectivamente los montos de USD\$39.7 millones en activo y USD\$0.8 millones en pasivo al 31 de diciembre de 2017; se incorporaron las Terminales de almacenamiento de petrolíferos del segmento corporativo al segmento de gas, al considerarse más apropiado incluir dichas operaciones y activos en este segmento. Ver Nota 2.29 de los estados financieros incluidos en este Reporte.

Otra información de segmentos

(en miles de Dólares)	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016

Gas	3,777,923	3,569,528	3,354,683	(616,526)	(510,744)	(424,639)
Electricidad	1,150,247	686,195	677,440	(232,776)	(24,885)	(1,807)
Corporativo	19,685	18,881	16,191	(11,639)	(9,519)	(7,783)
	4,947,855	4,274,604	4,048,314	(860,941)	(545,148)	(434,229)

(en miles de Dólares)	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad planta y equipo		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Gas	100,794	86,182	60,703	218,811	205,452	692,853
Electricidad	34,228	31,049	4,356	222,384	8,373	673,808
Corporativo	2,135	1,789	1,547	1,550	3,237	1,376
	137,157	119,020	66,606	442,745	217,062	1,368,037

(en miles de Dólares)	Ingresos por intereses			(Costo) Ingreso financiero		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Gas	2,105	813	959	(12,074)	3,371	23,144
Electricidad	804	963	1,176	(23,631)	(25,573)	(1,542)
Corporativo	24,540	21,032	4,159	(87,174)	(51,299)	(42,694)
	27,449	22,808	6,294	(122,879)	(73,501)	(21,092)

(en miles de Dólares)	Participación en utilidades de negocios conjuntos			Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Gas	34,158	41,094	40,284	(107,875)	(97,340)	(132,951)
Electricidad	3,826	3,583	2,557	(22,861)	(3,972)	30,889
Corporativo	—	—	—	(12,328)	(2,851)	(15,283)
	37,984	44,677	42,841	(143,064)	(104,163)	(117,345)

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:

(en miles de Dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Transporte de gas	483,458	438,277	175,217
Generación de energía	307,039	229,934	113,127
Venta de gas natural	258,966	176,334	145,912
Otros ingresos operativos	133,646	156,306	145,943
Almacenamiento y regasificación	112,923	109,837	97,168
Distribución de gas natural	72,523	112,217	89,722
	1,368,555	1,222,905	767,089

Otros ingresos operativos

IEnova Marketing recibió pagos de Sempra LNG International Holdings LLC (SLNGIH) y Sempra Natural Gas relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de USD\$98.5 millones, USD\$103.0 millones y USD\$102 millones por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 transfieren las obligaciones de indemnización de SLNGIH a Sempra Natural Gas, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en inglés ("LNG SPA") celebrado entre IEnova Marketing y Sempra Natural Gas.

La Compañía reportó daños y declaró Fuerza Mayor por el gasoducto Sonora en el segmento Guaymas-El Oro, ubicado en territorio Yaqui, el cual interrumpió sus operaciones desde el 23 de agosto de 2017. No existe un impacto económico material debido a este evento. El segmento Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas continúa en operación.

Informe de créditos relevantes:**c) Informe de créditos relevantes**

Contrato de crédito en cuenta corriente con SMBC

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.

Disposición de la línea de crédito. En julio de 2016, la Compañía retiró USD\$380 millones de esta línea de crédito, el cual se utilizó para capital de trabajo y propósitos corporativos en general. En diciembre de 2016, la Compañía retiró USD\$375 millones de dicho crédito 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 de dicho contrato de crédito por un monto de hasta USD\$1,170 millones, denominado en Dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2016, una parte de este crédito revolvente fue pagada por un monto de USD\$200 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.

Al 31 de diciembre de 2018, la porción de crédito disponible no utilizada es USD\$362 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.

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 intercambiò 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 intercambiò 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 notional 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.

Los Senior Notes fueron ofrecidos y vendidos a través de una oferta privada a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de América 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 Bancomer, 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 2018, la deuda pendiente de pago asciende a USD\$288.8 millones, aproximadamente, con el siguiente desglose de bancos acreedores:

Acreedor	31/12/2018
BBVA Bancomer	\$ 144,391
MUFG	57,756
Mizuho	21,992
Norinchukin	21,325
NordLB	43,317
	\$ 288,781

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
GDT	USD\$ 130 millones
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

Al 31 de diciembre de 2018, la deuda pendiente de pago asciende a USD\$443.8 millones aproximadamente, con el siguiente desglose de bancos acreedores:

Acreedor	31/12/2018
Santander	91,166
BANOBRAS	85,768
NADB	133,418
BANCOMEXT	66,709
NAFIN	66,709
	\$ 443,770

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).

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 22 de diciembre de 2015, IEnova celebró un contrato de préstamo revolvente con Sempra Energy Holding XI B.V, por la cantidad de USD\$219.6 millones, denominado en Dólares, un plazo de doce meses. La tasa de interés de dicho préstamo fue a tasa LIBOR a tres meses más 0.17% pagaderos trimestralmente. El 1 de agosto de 2016 la Compañía pagó USD\$120.5 millones de esta

línea de crédito, incluyendo los intereses correspondientes. En octubre de 2016, con los recursos obtenidos de la Oferta Pública, se liquidó el saldo pendiente por USD\$99.5 millones.

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$800 millones con su afiliada no consolidable Sempra Global, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El plazo de vencimiento acordado fue de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo es LIBOR más 110 puntos, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, con los recursos netos obtenidos de la oferta pública de acciones, la Compañía pagó el principal e intereses devengados por este financiamiento obtenido.

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$350 millones su afiliada no consolidable Semco Holdco, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El plazo de vencimiento acordado fue de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo fue LIBOR más 110 puntos, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, este préstamo fue capitalizado, incrementando la participación de SEMCO en la Compañía.

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 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 saldo del crédito al 31 de diciembre de 2018 es de USD\$38.5 millones. 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 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 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. 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.

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 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 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 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 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 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 noviembre de 2018, la Compañía pago totalmente el 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. El

crédito vence el 21 de agosto de 2020. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 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 2018, 2017 y 2016, 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

Los activos de la Compañía están distribuidos entre dos segmentos operativos:

- El segmento Gas, que incluye el transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural, GNL y Gas LP, compresión de gas natural, transporte de etano en fase líquida y gaseosa, distribución de gas natural y almacenamiento de productos refinados, estos últimos se encuentran en construcción.
- El segmento de electricidad, que incluye una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuatro parques eólicos y cuatro plantas de generación de energía fotovoltaica, de las cuales un parque eólico y tres plantas de generación de energía fotovoltaica se encuentran en construcción.

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 los años concluidos el 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 2018, 2017 y 2016 el PIB en México creció 2.0%, 2.0% y 2.3% respectivamente.

Adquisición de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua

El 27 de septiembre de 2016, la Compañía adquirió de Pemex TRI el 50% del capital social de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua al precio de USD\$1,143.8 millones, más la deuda de largo plazo existente por aproximadamente USD\$388 millones, dicha adquisición fue aprobada mediante Asamblea Extraordinaria de Accionistas de IEnova de fecha 14 de septiembre de 2015. Como resultado de la Adquisición de GdC la Compañía incrementó su participación indirecta en el capital de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua del 50% al 100%. La Adquisición de GdC excluyó a DEN que es propietaria del Gasoducto Los Ramones Norte mediante el negocio conjunto en TAG Pipelines Norte, y como resultado la Compañía mantuvo una participación del 50% en DEN hasta noviembre de 2017. Para financiar la adquisición de GdC la Compañía suscribió un crédito puente de USD\$1,150 millones con Sempra Global y/u otras afiliadas de la Compañía. La Compañía utilizó los ingresos netos de la oferta subsecuente de capital para prepagar el crédito puente y para otros fines corporativos en general.

Adquisición de Ventika

En diciembre de 2016, la Compañía adquirió el 100% del capital social de Ventika. Ubicado en el estado de Nuevo León, aproximadamente a 56 km de la frontera con Estados Unidos de América, con 84 turbinas y una capacidad energética de 252 MW. Ventika se encuentra interconectada a la red de transmisión de CFE. Su ubicación cuenta con uno de los recursos eólicos más importantes del país. El precio pagado fue USD\$920 millones, incluyendo USD\$435 millones en efectivo y la deuda bancaria existente por USD\$485 millones. El parque eólico Ventika inició operaciones en abril de 2016. Sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de compraventa de energía a 20 años, denominados en Dólares.

Adquisición de Ductos y Energéticos del Norte

En noviembre de 2017, la Compañía concluyó la adquisición del 50% restante del capital social de Ductos y Energéticos del Norte de Pemex Transformación Industrial. El valor de la operación es USD\$547 millones, integrado por (i) el precio pagado por la cesión de la parte social de Ductos y Energéticos del Norte y la liquidación de ciertos créditos de accionistas, por la cantidad de USD\$258 millones, y (ii) el monto proporcional del financiamiento de la deuda del gasoducto Los Ramones Norte por USD\$289

millones, la cual no consolidará en los estados financieros de IEnova. Como resultado de la adquisición, la Compañía incrementó su participación indirecta en el Gasoducto Los Ramones Norte de 25% a 50%.

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 24.7 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 25.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Decreto de Estímulos Fiscales

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 entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2019 y tendrá una vigencia de dos años, 2019 y 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:

1. 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.

2. 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.

Los contribuyentes que cumplan con todos los parámetros y requisitos establecidos en el Decreto deberán presentar los avisos correspondientes de IVA e ISR y solicitar su inscripción en el “Padrón de Beneficiarios del estímulo para la Región Fronteriza Norte”

Los estímulos fiscales a los que se refiere el Decreto no deben considerarse como ingreso acumulable y se releva de presentar el aviso establecido en el Código Fiscal de la Federación (Acreditación de Estímulos Fiscales).

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 directamente ofertando en el mercado mayorista de energía en California. Termoeléctrica de Mexicali actualmente vende su capacidad en mercados de corto y mediano plazo, mientras que la energía principalmente en el mercado de corto plazo, lo que depende de las condiciones de mercado al momento de la venta, por lo que la Compañía no puede predecir con certeza:

- 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;
- 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 o disminución de la 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), y transacciones 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 que tan exitosas dichas medidas puedan ser, y celebrar contratos a largo plazo puede ser difícil o poco atractivo.

Resultados de la operación:

i. Resultados de Operación – Años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

La siguiente tabla muestra la utilidad y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016. 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		Variación	
	2018	2017	2016	2018 vs 2017		2017 vs 2016	
Ingresos	1,368,555	1,222,905	767,089	145,650	11.9 %	455,816	59.4 %
Costo de ingresos	(385,791)	(331,846)	(270,885)	(53,945)	16.3 %	(60,961)	22.5 %
Gastos de administración y otros gastos	(214,519)	(202,982)	(122,270)	(11,537)	5.7 %	(80,712)	66.0 %
Depreciación y amortización .	(137,157)	(119,020)	(66,606)	(18,137)	15.2 %	(52,414)	78.7 %
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali	—	(63,804)	(136,880)	63,804	n.s.	73,076	(53.4)%
Ingresos por interés	27,449	22,808	6,294	4,641	20.3 %	16,514	262.4 %
Costos financieros	(122,879)	(73,501)	(21,092)	(49,378)	67.2 %	(52,409)	248.5 %
Otras ganancias (pérdidas), neto	8	(40,900)	773	40,908	n.s.	(41,673)	n.s.
Utilidad en remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación	—	—	673,071	—	n.s.	(673,071)	n.s.
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	535,666	413,660	829,494	122,006	29.5 %	(415,834)	(50.1)%
Gasto por impuestos a la utilidad.....	(143,064)	(104,163)	(117,345)	(38,901)	37.3 %	13,182	(11.2)%
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	37,984	44,677	42,841	(6,693)	(15.0)%	1,836	4.3 %
Utilidad del año	430,586	354,174	754,990	76,412	21.6 %	(400,816)	(53.1)%

Utilidad del año

La siguiente tabla muestra la utilidad y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016. 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			
	2018	2017	2016	2018 vs 2017		2017 vs 2016	
Utilidad del año							
Segmento Gas	445,259	463,483	912,370	(18,224)	(3.9)%	(448,887)	(49.2)%
Segmento Electricidad	65,357	(34,316)	(104,900)	99,673	(290.5)%	70,584	(67.3)%
Corporativo	(80,030)	(74,993)	(52,480)	(5,037)	6.7 %	(22,513)	42.9 %
Total de utilidad del año	430,586	354,174	754,990	76,412	21.6 %	(400,816)	(53.1)%

Segmento Gas

En 2018, la utilidad del segmento Gas disminuyó en USD\$18.2 millones o 3.9%, con respecto a lo reportado en 2017 debido principalmente por mayor costo financiero y mayor gasto por impuestos a la utilidad.

En 2017, la utilidad del segmento Gas disminuyó en USD\$448.9 millones o 49.2%, con respecto a lo reportado en 2016 debido principalmente al efecto por única vez y que no significa flujo de efectivo en 2016 de USD\$673.1 millones de ganancia en la remediación a valor de mercado de la participación del 50% en IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, previamente mantenida. Este efecto fue parcialmente compensado por USD\$121.4 millones de utilidad proveniente de la adquisición de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, menor gasto de impuestos a la utilidad por USD\$66.0 millones y USD\$40.3 millones por el inicio de operaciones de cuatro gasoductos.

Segmento Electricidad

En 2018, excluyendo la pérdida por deterioro, la utilidad del segmento de electricidad aumentó en USD\$35.9 millones, con respecto a la reportada en 2017, debido principalmente al mayor resultado de operación de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali y su mantenimiento mayor programado en 2017.

En 2017, la pérdida en el segmento de electricidad disminuyó en USD\$70.6 millones, con respecto a la reportada en 2016 debido principalmente a un menor cargo por deterioro después de impuestos en 2017 y a las operaciones del parque eólico Ventika.

Corporativo

En 2018 la pérdida aumentó en USD\$5.0 millones, con respecto a lo reportado en 2017, debido principalmente a un mayor costo financiero, parcialmente compensado por efectos de tipo de cambio.

En 2017 la pérdida aumentó en USD\$22.5 millones, con respecto a lo reportado en 2016, principalmente debido al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, debido principalmente al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, para fondar al Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, (que es parcialmente compensado en la participación de utilidades de negocios conjuntos), y mayor gasto de intereses, parcialmente compensado por el ingreso de intereses del préstamo de accionistas, para fondar al Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan y menor gasto de impuestos.

Ingresos

La siguiente tabla muestra los ingresos y las variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016. 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			
	2018	2017	2016	2018 vs 2017		2017 vs 2016	
Ingresos							
Segmento Gas	1,058,535	991,690	650,945	66,845	6.7 %	340,745	52.3 %
Segmento Electricidad . . .	308,244	229,356	113,507	78,888	34.4 %	115,849	102.1 %
Corporativo	1,776	1,859	2,637	(83)	(4.5)%	(778)	(29.5)%
Total de ingresos	1,368,555	1,222,905	767,089	145,650	11.9 %	455,816	59.4 %

Segmento Gas

En 2018, los ingresos del segmento Gas aumentaron en USD\$66.8 millones ?equivalentes a un 6.7%? con respecto a los reportados en 2017, principalmente por USD\$31.9 millones por el mayor volumen de gas natural vendido, USD\$11.5 millones por la adquisición de Ductos y Energéticos del Norte, USD\$6.9 millones por el ajuste extraordinario de tarifas de distribución de años anteriores en Ecogas Mexicali, USD\$6.3 millones por mayores tarifas de distribución, y USD\$4.6 millones de mayores tarifas de transporte y almacenamiento.

En 2017, los ingresos del segmento Gas aumentaron en USD\$340.7 millones ?equivalentes a un 52.3%? con respecto a los reportados en 2016, principalmente como resultado de USD\$220.8 millones por la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines y USD\$66.2 millones de ingresos por el inicio de operaciones de los gasoductos Sonora segmento Guaymas – El Oro, Ojinaga – El Encino, San Isidro – Samalayuca y Ramal Empalme, USD\$49.4 millones debido al mayor precio del gas natural y mayor volumen vendido y USD\$4.9 millones por mayores tarifas de distribución de gas natural en ECOGAS.

Segmento Electricidad

En 2018, los ingresos del segmento Electricidad aumentaron por USD\$78.9 millones ?equivalentes a un 34.4%?, con respecto a los reportados en 2017, debido principalmente por USD\$70.5 millones por mayor volumen y mayor precio de la electricidad en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, y USD\$9.0 millones de mayores precios de la electricidad en Ventika.

En 2017, los ingresos del segmento Electricidad aumentaron por USD\$115.8 millones ?equivalentes a un 102.1%?, con respecto a los reportados en 2016, principalmente como resultado de la adquisición del parque eólico Ventika en diciembre de 2016.

Corporativo

En 2018, los ingresos generados por el corporativo se mantuvieron estables con respecto a los reportados en 2017.

En 2017, los ingresos generados por el corporativo disminuyeron USD\$0.8 millones –equivalentes a un 29.5%-con respecto a los reportados en 2016, principalmente debido a la facturación de gastos relacionados al desarrollo de nuevos proyectos en 2016.

Costo de Ingresos

La siguiente tabla muestra el costo de ingresos durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. El costo de ingresos 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			
	2018	2017	2016	2018 vs 2017		2017 vs 2016	
Costo de ingresos							
Segmento Gas	259,860	230,331	183,064	29,529	12.8%	47,267	25.8%
Segmento Electricidad	125,931	101,515	87,821	24,416	24.1%	13,694	15.6%
Total de costo de ingresos . . .	385,791	331,846	270,885	53,945	16.3%	60,961	22.5%

Segmento Gas

En 2018, el costo de ingresos del segmento Gas aumentó en USD\$29.6 millones ?equivalentes a un 12.8%?, con respecto a 2017, debido principalmente a mayor volumen vendido de gas natural.

En 2017, el costo de ingresos del segmento Gas aumentó en USD\$47.3 millones ?equivalentes a un 25.8%?, con respecto a 2016, principalmente debido a mayor costo de gas natural y mayor volumen vendido de gas natural.

Segmento Electricidad

En 2018, el costo de ingresos del segmento Electricidad aumentó en USD\$24.4 millones ?equivalentes a un 24.1%? con respecto a 2017, debido principalmente al mayor volumen de gas natural utilizado en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali.

En 2017, el costo de ingresos del segmento Electricidad aumentó en USD\$13.7 millones ?equivalentes a un 15.6%? con respecto a 2016, debido a mayor precio y mayor volumen de gas natural utilizado en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali y las operaciones del parque eólico Ventika.

Gastos de operación, administración y otros

En 2018, los gastos de operación, administración y otros gastos fueron USD\$214.5 millones, comparado con USD\$203.0 millones en 2017. El incremento de USD\$11.5 millones se debió principalmente al inicio de operaciones de nuevos gasoductos en 2017, otros gastos generales corporativos, y gastos de mantenimiento en la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali, parcialmente compensado por su mantenimiento mayor programado en 2017.

En 2017, los gastos de operación, administración y otros gastos fueron USD\$203.0 millones, comparado con USD\$122.3 millones en 2016, el incremento fue debido principalmente a las adquisiciones de Ventika y del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, el inicio de operaciones de los cuatro gasoductos: Sonora segmento Guaymas – El Oro, Ojinaga – El Encino, San Isidro – Samalayuca y Ramal Empalme, otros gastos generales corporativos y el gasto de mantenimiento mayor programado en 2017 de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali.

Depreciación y amortización

En 2018 el gasto por depreciación y amortización fue USD\$137.2 millones, comparado con USD\$119.0 millones en 2017. El incremento de USD\$18.2 millones fue debido principalmente al inicio de operaciones de nuevos gasoductos en 2017 y la reanudación de la depreciación de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali.

En 2017 el gasto por depreciación y amortización fue de USD\$119.0 millones comparado con USD\$66.6 millones en 2016. La variación de USD\$52.4 millones fue debido principalmente a las adquisiciones de Ventika y del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua y el inicio de operaciones de los cuatro gasoductos: Sonora segmento Guaymas – El Oro, Ojinaga – El Encino, San Isidro – Samalayuca y Ramal Empalme.

Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali

El valor del activo indicado por el proceso de venta de la planta de energía Termoeléctrica de Mexicali fue menor en comparación a su valor en libros, resultando en una pérdida por deterioro, después de impuestos y que no implica flujo de efectivo de USD\$63.8 millones y USD\$136.9 millones para los años de 2017 y 2016 respectivamente.

Costo financiero, neto de ingresos por interés

En 2018, el costo financiero neto de ingresos por interés, fue USD\$95.4 millones comparado con USD\$50.7 millones en 2017. El incremento de USD\$44.7 millones fue debido principalmente a mayor saldo de deuda corporativa y tasas de interés más altas, parcialmente compensado por ingresos de intereses en relación al préstamo de accionistas otorgado al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan.

En 2017, el costo financiero, neto de ingresos por interés, fue USD\$50.7 millones comparado con USD\$14.8 millones en 2016. La variación de USD\$35.9 millones se debe principalmente a mayor gasto de intereses debido a la adquisición de Ventika, mayor saldo de la deuda corporativa y menor capitalización de intereses en relación a los proyectos en construcción, parcialmente compensado por ingresos por interés en relación al préstamo de accionistas otorgado al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan (nuestro negocio conjunto con TransCanada).

Otras ganancias y pérdidas

En 2018, otras (pérdidas) ganancias fueron USD\$0.0 millones, comparadas con otras pérdidas de USD\$40.9 millones en 2017. La variación de USD\$40.9 millones se debe al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, debido principalmente al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, para fondear al Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, que es parcialmente compensado en la participación de utilidades de negocios conjuntos.

En 2017, otras pérdidas fueron USD\$40.9 millones comparado con otras ganancias por USD\$0.8 millones en 2016. La variación de USD\$41.7 millones se debe al efecto por la fluctuación del tipo de cambio, debido principalmente al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, para fondear al Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, que es parcialmente compensado en la participación de utilidades de negocios conjuntos.

Impuestos a la utilidad

En 2018, el gasto por impuestos a la utilidad fue USD\$143.1 millones, comparado con USD\$104.2 millones en 2017. El incremento de USD\$38.9 millones es principalmente debido a mayor utilidad antes de impuestos y al efecto de variaciones en el tipo de cambio sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo que son valuados en Pesos para fines de impuestos, parcialmente compensado por el efecto de variaciones de tipo de cambio e inflación sobre activos y pasivos monetarios.

En 2017, el gasto por impuestos a la utilidad fue USD\$104.2 millones comparado con USD\$117.3 millones en 2016. La variación de USD\$13.1 millones es debido principalmente al efecto en el impuesto diferido por las variaciones en el tipo de cambio y la tasa de inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo que son valuados en Pesos para fines de impuestos. Esta

disminución fue parcialmente compensada por los efectos de fluctuación de tipo de cambio e inflación al final del período sobre activos y pasivos monetarios.

Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad

En 2018, la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad, fue USD\$38.0 millones comparado con USD\$44.7 millones de 2017. La disminución de USD\$6.7 millones se debió principalmente a la pérdida en el Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan, debido al efecto por la fluctuación del tipo de cambio en relación al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, parcialmente compensado por el incremento en el porcentaje de participación en el Gasoducto Los Ramones Norte. El efecto de tipo de cambio se compensa en Otras (pérdidas) ganancias, neto.

En 2017, la participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad, fue USD\$44.7 millones en comparación con USD\$42.8 millones en 2016. El incremento de USD\$1.9 millones es debido principalmente a la utilidad en el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan, (nuestro negocio conjunto con TransCanada), debido al efecto de tipo de cambio en relación al préstamo de accionistas, denominado en Pesos, el inicio de operaciones del Gasoducto Los Ramones Norte en febrero de 2016 y menor gasto de impuestos a la utilidad, parcialmente compensado por el efecto de la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua y mayor gasto de impuesto a la utilidad en el Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan. Este efecto de tipo de cambio se compensa en Otras (Pérdidas) Ganancias, Neto.

UAIDA Ajustada

La siguiente tabla muestra la UAIDA Ajustada de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. La UAIDA Ajustada 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			
	2018	2017	2016	2018 vs 2017		2017 vs 2016	
UAIDA Ajustada							
Segmento Gas	716,007	663,023	481,293	52,984	8.0 %	181,730	37.8%
Segmento Electricidad	160,790	103,673	23,425	57,117	55.1 %	80,248	342.6%
Corporativo	(431)	(8,056)	(698)	7,625	(94.6)%	(7,358)	n.s.
Total de UAIDA Ajustada .	876,366	758,640	504,020	117,726	15.5 %	254,620	50.5%

Para consultar la definición de UAIDA y UAIDA Ajustada, así como una explicación de las razones por las que la Compañía presenta esta partida y las limitaciones de la misma, véase la sección “Información financiera seleccionada”. A continuación la reconciliación de la utilidad del período a UAIDA y UAIDA Ajustada:

(miles de Dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
		(no auditados)	
Reconciliación a UAIDA			
Utilidad del periodo	430,586	354,174	754,990
Depreciación y amortización	137,157	119,020	66,606
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali	—	63,804	136,880
Costos financieros, neto	95,430	50,693	14,798
Otras pérdidas (ganancias), neto	(8)	40,900	(773)
Remediación del método de participación	—	—	(673,071)
Gasto por impuestos a la utilidad	143,064	104,163	117,345
Participación en las (utilidades) de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	(37,984)	(44,677)	(42,841)
(1) UAIDA	768,245	688,077	373,934
Reconciliación de Ajuste para UAIDA de negocios Conjuntos			
Utilidad del periodo	37,984	44,677	42,841
Depreciación y amortización	6,350	6,276	13,907
Costos financieros, neto	34,576	30,087	32,194
Otras (ganancias) pérdidas, neto	(3,238)	(16,888)	4,433
Gasto por impuestos a la utilidad	32,449	6,411	36,709
(2) Ajuste para UAIDA de Negocios Conjuntos	108,121	70,563	130,084
(1+2) UAIDA Ajustada	876,366	758,640	504,018

Situación financiera, liquidez y recursos de capital:

ii. 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

<i>(miles de Dólares)</i>	Año terminado el 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Efectivo neto generado por las actividades de operación	624,986	586,234	240,298
Efectivo neto (utilizado en) actividades de inversión	(627,115)	(970,457)	(1,895,725)
Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de financiamiento	(33,975)	406,584	1,605,461
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	51,681	37,208	24,918

Actividades de operación

En 2018, el efectivo neto proveniente de las actividades de operación fue \$625.0 millones, comparado con \$586.2 millones en 2017, el incremento se debió principalmente a mayores resultados operativos y menor monto de impuestos pagados, parcialmente compensado por cambios en el capital de trabajo.

En 2017, el efectivo neto proveniente de las actividades de operación fue USD\$586.2 millones, comparado con USD\$240.3 millones en 2016. El incremento fue debido principalmente a una mayor base de operaciones como resultado de las adquisiciones de IEnova Pipelines y Ventika, y el inicio de operaciones de los cuatro gasoductos, parcialmente compensado por cambios en el capital de trabajo.

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 2018, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue \$627.1 millones, debido principalmente a inversiones de capital por \$456.4 millones principalmente para proyectos solares y terminales de líquidos y \$174.9 millones para fundear el Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan.

En 2017, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue USD\$970.5 millones, debido principalmente a USD\$578.1 millones para fundear al Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan, las inversiones de capital por USD\$253.0 millones principalmente en los gasoductos Ojinaga – El Encino, Sonora segmento Guaymas – El Oro, San Isidro – Samalayuca y Ramal Empalme y la terminal marina de Veracruz y la adquisición del 50% restante de Ductos y Energéticos del Norte por USD\$147.6 millones, neto de efectivo disponible a la fecha de cierre.

Los USD\$258.5 millones pagados por la cesión de la parte social de Ductos y Energéticos del Norte y la liquidación de ciertos créditos de accionistas, está integrado por USD\$164.8 millones en efectivo y la liquidación de ciertos créditos de accionistas por USD\$95.8 millones, como se muestra en el flujo de efectivo de actividades de financiamiento, menos el impuesto al valor agregado por USD\$2.1 millones. El efectivo disponible a la fecha de cierre fue USD\$17.2 millones.

En 2016, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue USD\$1,895.7 millones, debido a la adquisición de IEnova Pipelines por USD\$1,077.6 millones, neto de efectivo disponible a la fecha de cierre, la adquisición de Ventika por USD\$434.7 millones, neto de efectivo disponible a la fecha de cierre y que incluye la adquisición de la deuda con los accionistas anteriores por USD\$125.0 millones; el gasto de inversión por USD\$315.8 millones en el Gasoducto Ojinaga – El Encino, Gasoducto Sonora y Gasoducto San Isidro - Samalayuca y la inversión de USD\$100.5 millones en Infraestructura Marina del Golfo, el negocio conjunto con TransCanada, parcialmente compensado por la reducción de inversiones de corto plazo por USD\$20.0 millones, y el repago de préstamos otorgados afiliadas por USD\$8.63 millones.

Actividades de financiamiento

En 2018, el efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento fue USD\$34.0 millones, debido principalmente a USD\$242.0 millones de pago de préstamos netos provenientes de afiliadas no consolidables, pago de dividendos por USD\$210.0 millones, el pago a vencimiento de los CEBURES a 5 años por \$102.1 millones e intereses pagados de USD\$85.0 millones, parcialmente compensadas por USD\$612.4 millones de disposiciones netas de préstamos bancarios.

En 2017, el efectivo neto generado en las actividades de financiamiento fue USD\$406.6 millones, debido principalmente a USD\$807.4 millones por la emisión internacional de Senior Notes, neto de gastos, USD\$331.2 millones de disposiciones netas de préstamos provenientes de afiliadas no consolidables, USD\$360.5 millones de pagos netos de préstamos bancarios, el pago de un dividendo por USD\$200.0 millones, el pago del préstamo de accionistas de Pemex Transformación Industrial por USD\$95.8 millones como parte de la adquisición del 25% adicional del Gasoducto Los Ramones Norte, e intereses pagados de USD\$75.6 millones.

En 2016, el efectivo neto generado en las actividades de financiamiento fue de USD\$1,605.5 millones debido principalmente a USD\$1,567.7 millones de la oferta pública de capital, neto de gastos de emisión; la disposición de créditos de partes relacionadas por USD\$1,240.0 millones y disposición de la línea de crédito revolvente por USD\$805.0 millones, parcialmente compensado por el pago de los préstamos a afiliadas no consolidadas por USD\$1,369.6 millones, el pago de la línea de

crédito revolving por USD\$459.5 millones, el pago de un dividendo por USD\$140.0 millones e intereses pagados por USD\$35.8 millones.

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 la asamblea general ordinaria de accionistas de la Compañía celebrada el 14 de junio de 2018, se aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, por un monto máximo de hasta USD\$250 millones considerando las utilidades de la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

La siguiente tabla contiene información sobre las Acciones adquiridas por la Compañía en 2018 y 2019, previo a la fecha de la publicación de este informe, a través del programa establecido para dichos efectos:

Periodo	No. de acciones adquiridas	Precio promedio pagado por Acción (Pesos mexicanos)	Monto disponible para la compra de Acciones propias bajo el programa (Pesos mexicanos)	Monto disponible para la compra de Acciones propias bajo el programa (Dólares americanos)
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
	<u>3,600,000</u>			

Resumen de principales cifras del Estado de posición financiera

(en miles de Dólares)

Al 31 de diciembre

	2018	2017	2016
Arrendamientos financieros por cobrar, corto plazo	9,809	8,126	7,155
Arrendamientos financieros por cobrar, largo plazo	932,375	942,184	950,311
Propiedades, planta y equipo, neto	4,086,914	3,729,456	3,614,085
Activos intangibles	190,772	190,199	154,144
Crédito mercantil ^{o)}	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Total de activos	8,768,597	8,163,859	7,126,948
Pasivos circulantes	1,445,631	1,053,917	971,674
Total de pasivos a largo plazo	2,569,216	2,593,355	1,804,963
Total de pasivos	4,014,847	3,647,272	2,776,637
Total de capital contable	4,753,750	4,516,587	4,350,311

^{o)} Durante el último trimestre de 2017, la Compañía recibió información adicional sobre el monto del impuesto diferido de Ventika después de la fecha de adquisición, por lo anterior la Compañía realizó un ajuste registrando un decremento neto en el crédito mercantil por USD\$13.7 millones. Ver la nota 13 de los estados financieros auditados de la Compañía, incluidas en este Reporte.

En 2018, la propiedad, planta y equipo neto aumentó debido principalmente a inversiones de capital para proyectos solares y terminales de líquidos.

En 2018, el total de pasivos aumentó debido principalmente a disposiciones netas de préstamos bancarios.

En 2017, los pasivos aumentaron debido principalmente a la oferta de Senior Notes por USD\$850 millones.

En 2016, los principales cambios en el estado de posición financiera se refieren a la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, la adquisición del 100% del capital social de Ventika y la oferta pública de capital.

En 2016, los arrendamientos financieros por cobrar aumentaron debido a la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua.

En 2016, la propiedad, planta y equipo neto aumentó debido a la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua, la adquisición del 100% del capital social de Ventika y el gasto de inversión en el Gasoducto Ojinaga – El Encino, el Gasoducto Sonora y el Gasoducto San Isidro – Samalayuca.

En 2016, el intangible se refiere a los derechos de transmisión de energía renovable de Ventika, bajo el programa pre-existente de auto-suministro de energía renovable.

En 2016, el crédito mercantil aumentó debido a la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua y la adquisición del 100% del capital social de Ventika.

En 2016, la deuda de largo plazo y su porción circulante aumentaron debido a la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua y la adquisición del 100% del capital social de Ventika. En ambos casos, se refiere a deuda existente antes de la adquisición.

Índices

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Activo circulante a Pasivo circulante	0.3 veces	0.5 veces	0.5 veces
Pasivo total a Activo total	46%	45%	39%
Pasivo total a Capital contable	84%	81%	64%
Días de ventas en cuentas por cobrar	47 días	29 días	32 días*

*Proforma

Deuda insoluta

En términos históricos:

(miles de Dólares)	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Deuda corto plazo	871,432	199,395	493,571
Deuda a corto plazo a partes relacionadas	267,778	510,009	248,580
Deuda a largo plazo a partes relacionadas	75,161	73,510	3,080
Deuda a corto plazo CEBURES	—	102,000	—
Deuda a largo plazo CEBURES	306,000	306,000	408,000
Deuda a largo plazo	1,512,875	1,572,551	788,159
Senior Notes	840,000	840,000	—

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 Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“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 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 21 de agosto de 2015, la Compañía contrató una línea de crédito revolvente 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 Tokio 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 modificadorio 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. 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 2018 la línea de crédito tiene un saldo disponible de USD\$362 millones.

El 22 de diciembre de 2015, IEnova celebró un contrato de préstamo por un monto de USD\$219.6 millones, con Sempra Energy Holding XI B.V, dicho préstamo es para financiar las operaciones corporativas en general y capital de trabajo, con un vencimiento doce meses. La tasa de interés de dicho préstamo es a tasa LIBOR a tres meses más 0.17% pagaderos trimestralmente. El 1 de agosto de 2016, la Compañía realizó un pago de USD\$120.5 millones, este monto incluye los intereses correspondientes. En octubre de 2016, con los flujos de efectivo generados de la oferta pública de capital, la Compañía liquidó en su totalidad el saldo pendiente de USD\$99.5 millones.

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$800 millones con Sempra Global, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El préstamo tiene un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo es la tasa LIBOR, más 110 puntos base del saldo pendiente de pago, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, con el resultado de la Oferta Pública la Compañía pagó este préstamo incluyendo sus intereses correspondientes.

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$350 millones con Semco Holdco, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El préstamo tiene un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo es la tasa LIBOR más 110 puntos base del saldo pendiente de pago, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, este préstamo fue capitalizado, incrementando la participación de SEMCO en IEnova.

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 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 ISLA 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 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 saldo del crédito al 31 de diciembre de 2018 es de USD\$38.5 millones. 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 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 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. 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.

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 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 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 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 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 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 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 16 de enero de 2018 la Compañía celebró un contrato de préstamos por un monto de USD\$70 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 30 de noviembre de 2018, la Compañía pagó totalmente el 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. El crédito vence el 21 de agosto de 2020. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

Toda la deuda de partes relacionadas a largo plazo al 31 de diciembre de 2018 era debida al accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía o a sus subsidiarias. Los créditos con filiales al 31 de diciembre de 2018 tenían vencimientos de marzo de 2019 a marzo de 2024 y devengaban intereses a tasas anuales de 3.3% a 3.8%. Ver la nota 6.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Situación Tributaria

Al 31 de diciembre de 2018, tanto la Compañía como sus subsidiarias, no tienen adeudos fiscales relevantes.

Inversiones en activos

La Compañía tiene planeado seguir implementando diversas estrategias de diversificación en inversiones en el sector de infraestructura de energía en México que sean capaces de generar 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 activos de infraestructura de energía a largo plazo en México;
- La ampliación continua de su red de activos de energía en el país;
- Un enfoque constante en los activos que generen flujos de efectivo estables; y
- La maximización de la eficiencia y rentabilidad de sus activos de energía actuales.

Durante los años 2018, 2017 y 2016, la Compañía efectuó inversiones en activos por USD\$392.1 millones, USD\$224.8 millones y USD\$315.8 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	2019	2020	2021
(millones de Dólares)			
Gas *	595	409	20
Electricidad	160	—	—
Negocios Conjuntos	70	—	—
Inversión Total	\$ 825	\$ 409	\$ 20

* Incluye la inversión en las terminales de almacenamiento de productos refinados.

Obligaciones contractuales

En términos históricos

La siguiente tabla contiene un resumen de las obligaciones contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, tomando en consideración los flujos de efectivo no descontados relacionados con los pasivos financieros con base en la primera fecha en que la Compañía estará obligada a efectuar pagos, incluyendo los flujos de efectivo relacionados con los pagos tanto de principal como de intereses.

(miles de Dólares)	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	Más de 5 años	Total
Obligaciones de deuda con partes relacionadas	276,312	41,189	2,411	39,666	359,578
CEBURES	12,483	37,449	199,286	—	249,218
Préstamos bancarios	911,051	116,296	480,649	447,892	1,955,888
Deuda Internacional (Senior Notes)	37,575	112,725	187,875	1,366,500	1,704,675
Obligaciones e instrumentos financieros derivados	176	(1,920)	(159,750)	(2,909)	(164,403)
Total	1,237,597	305,739	710,471	1,851,149	4,104,956

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 2018, 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. Ver la nota 24 de los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al valor razonable en el estado consolidado de posición financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su valor razonable a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su valor razonable al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas 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 valor razonable con cambios a través de resultados.

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 Consolidado 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 y dentro de los lineamientos de la política, o 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 negociación, lo cual es el caso de los instrumentos financieros derivados. 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.

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.

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)

La valuación del riesgo 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% en sus cálculos de VaR. El VaR de un día al 95% refleja la probabilidad de 95% que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

El enfoque de varianza - covarianza se utilizó para calcular los valores del VaR.

Historia VaR histórico (de un día, 95%) por tipo de riesgo (miles de Dólares)	Al 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Swaps de tasas de interés y <i>commodities</i>	2,258	2,581	4,025
Exposición total VaR	2,145	2,452	3,824

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%, 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 24.7 a los estados financieros auditados de la Compañía, incluidos en este Reporte.

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 esta 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 la base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos. Ver nota 24.4 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el Dólar, adicionalmente, mantiene saldos en Pesos Mexicanos 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 del periodo de reporte son los que se muestran como sigue:

(miles de Dólares)	Al 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Activos monetarios			
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar	907,113	746,038	171,462
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso	32,146	33,594	19,900
Pasivos monetarios			
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar	860,870	853,067	779,000
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso	31,325	26,478	34,012

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 las siguientes.

	Al 31 de diciembre de			
	2018	2017	2016	19 feb 2019
Un Dólar	\$19.6829	\$19.7354	\$20.6640	\$19.3625

Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados de ganancias y ORI a un aumento y disminución del 10.0 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%, 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% en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo esta 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% frente al Peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% 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% contra el Peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% 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		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Utilidad (pérdida) ^o	2,943	6,811	38,662	52	(453)	898
Otra utilidad (capital) integral	—	—	—	414	2,580	(9,486)

^o Principalmente atribuible a la exposición a saldos por cobrar en Pesos en las subsidiarias con moneda funcional Dólar al final de cada periodo 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 Mexicano 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

En septiembre 2005, la Compañía celebró operaciones de derivados para cubrir pagos futuros de intereses asociados a los préstamos pronosticados por USD\$450.0 millones de terceros de ECA, los cuales fueron designados como cobertura de flujo de efectivo.

En 2007, se volvió probable que la partida cubierta no se concretara debido a un cambio en las necesidades de financiamiento externo de la Compañía. En consecuencia, una ganancia de cobertura de flujo de efectivo de USD\$30.0 millones fue reclasificada del ORI en el capital a los resultados del periodo, y los cambios en el valor razonable de estos instrumentos fueron reconocidos en resultados en forma prospectiva dentro de la línea otras pérdidas y ganancias.

Al 31 de diciembre de 2014, existía un swap de tasa de interés con un importe nocional de USD\$151.2 millones bajo el cual, IEnova recibía una tasa variable de interés (LIBOR a tres meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0 por ciento.

Los términos originales del contrato swap, expiraban el 15 de diciembre de 2027. El 16 de septiembre de 2015, a través de una cláusula de terminación anticipada, la Compañía realizó un pago anticipado por un monto de USD\$29.8 millones, como resultado de este pago dicho derivado ha sido cancelado. La información anual del VaR relacionada al swap de tasa de interés se incluye en la Nota 24.5 de los estados financieros incluidos en este Reporte.

Contrato swap de tasa de interés celebrados por los negocios conjuntos de la Compañía

El negocio conjunto con Actis firmó un contrato *swap* para cubrir eficazmente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento. Ver la nota 10.2.b a los estados financieros auditados de la Compañía, incluida en este Reporte.

El negocio conjunto con BlackRock firmó un contrato swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento. Ver la nota 10.5.b a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte.

El valor razonable 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 negocio conjunto 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 ECOGAS, 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
- 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% 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 y de la Compañía controladora, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre de 2018, los proyectos se financiaron a través de los recursos obtenidos por la oferta global. (Ver la nota 1.2.2 a los estados financieros auditados, incluidos en este Reporte). 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 la Nota 6 y 22 a los estados financieros, al 31 de diciembre de 2018, la Compañía tenía USD\$1,033.0 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.

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 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 período que se realizó el cambio y períodos 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.

Deterioro activos tangibles e intangibles excluyendo el crédito mercantil

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 valor razonable de los activos menos los costos para su venta, la diferencia se ajusta a la fecha del período de Reporte Anual, siempre que dichos activos cumplan con los criterios para ser clasificados como mantenidos para la venta.

El valor razonable 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.

Arrendamientos financieros

La Administración ha determinado que ciertos contratos deben contabilizarse como arrendamientos financieros, en donde el valor presente de los pagos mínimos a la fecha de inicio de los contratos es descontado al valor razonable de los activos relacionados

a la fecha de inicio. Los detalles de los contratos de arrendamiento financiero de activos se incluyen en la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

Contabilidad regulatoria

La regulación de tarifas consiste en el establecimiento, a través de regulaciones, de los precios que se pueden cobrar a clientes por servicios o productos por parte de los organismos reguladores y los gobiernos, a menudo cuando una entidad tiene una posición de mercado dominante o de monopolio que le da un poder de mercado significativo.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, no hay guías explícitas en las IFRS con respecto a si las entidades que operan en sectores con tarifas reguladas deben reconocer los activos y pasivos derivados de los efectos de la regulación de tarifas. Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (“U.S. GAAP”, por sus siglas en inglés) proporcionan una orientación específica sobre este asunto.

El Comité de Interpretaciones de las IFRS (“IFRIC”, por sus siglas en inglés) ha comentado previamente que los criterios de reconocimiento de tarifas reguladas bajo U. S. GAAP no son congruentes con las IFRS y el IASB. El 30 de enero de 2014, emitió la IFRS 14, Cuentas de diferimientos de actividades reguladas. Sin embargo, esta IFRS no es aplicable a la Compañía ya que no es un adoptante inicial. Como resultado, la Compañía no está reconociendo los activos y pasivos de las tarifas reguladas en los Estados Financieros Consolidados. La Administración seguirá monitoreando las deliberaciones futuras del IASB y el IFRIC en lo que se refiere a este tema y su impacto potencial en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

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 37 en los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

Exención de uso propio

IAS 39, 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

Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento

La Compañía evalúa si un arreglo que no tenga la forma legal de un arrendamiento pero que implique el derecho de uso de un activo a cambio de una serie de pagos debe ser contabilizado como un contrato de arrendamiento. La Administración de la Compañía utiliza su juicio para determinar si, en base a los hechos y circunstancias existentes al inicio del contrato, es remoto que partes distintas al comprador tendrán más que una cantidad insignificante de la producción del activo relacionado.

Clasificación de un negocio conjunto

La participación en compañías asociadas y 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 del Grupo en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado de Ganancias y Otros Resultados Integrales, 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:

Vidas útiles de propiedad, planta y equipo

La Compañía revisa las vidas útiles estimadas de sus propiedades, planta y equipo al final de cada período de reporte. Ver la nota 2.14 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo. Ver la Nota 14.1, en los estados financieros auditados incluidos en este Reporte, para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo.

Deterioro de activos de larga duración (crédito mercantil)

Determinar si el crédito mercantil está deteriorado requiere una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil. 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. Las pruebas de deterioro se realizan de forma anual. Ver Nota 13 de los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte.

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.

Valuación de instrumentos financieros (medición del valor razonable)

La Compañía utiliza técnicas de valuación que incluyen datos de entrada (inputs) basados en mercados observables para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros, La Nota 24 en los Estados Financieros auditados incluidos en este Reporte, proporciona información detallada acerca de los supuestos clave utilizados en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

La Compañía considera que las técnicas de valuación y supuestos utilizados son apropiadas en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

Estimación para cuentas de cobro dudoso (pérdidas esperadas)

Con la introducción del nuevo modelo de deterioro en la IFRS 9, los nuevos requisitos de deterioro se basan en un modelo de pérdidas crediticias esperadas prospectivas ("ECL" por sus siglas en inglés).

El modelo es válido para instrumentos de deuda medidos a costo amortizado o a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, así como a cuentas por cobrar de clientes.

El análisis sobre el impacto generado en las cifras presentadas en los Estados Financieros Consolidados, derivado de adopción de esta norma, se describe en la Nota 2 "Principales políticas contables" y Nota 38 "Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas" de los Estados Financieros Consolidados.

La metodología para determinar la estimación para cuentas de cobro dudoso de cuentas por cobrar o de otras cuentas por cobrar es descrita en la Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte Anual. Las estimaciones y supuestos utilizados para determinar de la estimación son revisados periódicamente. Aunque las provisiones reconocidas se consideran apropiadas, cambios en las condiciones económicas pueden llevar a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en resultados.

Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos

Como se menciona en la Nota 25 a los Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Reporte, 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.

Medición de las obligaciones por beneficios definidos: hipótesis actuariales clave

Como se describe en la nota 17 a los estados financieros auditados incluidos en este Reporte, la Compañía utiliza las valuaciones actuariales que incluyen insumos que se basan en tablas estadísticas y de mortalidad publicadas. La Compañía considera que los supuestos utilizados son apropiados para determinar las obligaciones por beneficios.

Metodología seleccionada de valuación para la combinación de negocios

Las adquisiciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. La contraprestación transferida en una combinación de negocios se mide a valor razonable, 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 valor razonable con excepción de:

- 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;
- 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 valor razonable 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 valor razonable 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.

[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 1.6 millones de dólares durante 2018, 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 por USD\$1.3 millones que representa el 83% 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 por USD\$0.2 millones que representan el 13% del total de los honorarios.

c. Servicios de impuestos y otros: los servicios permitidos de acuerdo con la normatividad aplicable, se refieren básicamente, estudios de precios de transferencia, 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 el 4% del total de los honorarios.

Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés:

CIERTAS RELACIONES Y OPERACIONES CON PERSONAS RELACIONADAS

b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés

A continuación se incluye una descripción de las operaciones por un monto superior a USD\$120,000 celebradas por la Compañía desde el 1º de enero de 2016, 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 2018

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 2018.

Acreedor		Límite del crédito USD\$ millones	Monto principal insoluto USD\$ millones	Tasa de interés	Fecha de vencimiento
Inversiones Limitada	Sempra	166	166	Libor + 80 pbs, Libor + 102.4 pbs	Noviembre y diciembre 2019
Peruvian Opportunity		102	102	Libor + 90 pbs	Diciembre 2019
Sempra International	Energy	50	38	Libor + 137 pbs	Marzo de 2024
TAG Pipelines Norte		35	35	Libor + 290 pbs	Diciembre 2021
Sempra Global		320	0	Libor + 90 pbs	Agosto 2020

Créditos con Inversiones Sempra Limitada

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, 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 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 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 acuerdo 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 acuerdo con ISLA 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 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 modificatorio 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 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.

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.

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 acuerdo 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 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 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 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 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 y la nueva tasa aplicable es de LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente.

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 monto restante bajo las disposiciones del crédito al 31 de diciembre de 2018 es de USD\$38.5 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.

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.

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. El crédito vence el 21 de agosto de 2020. La tasa de interés aplicable es LIBOR más 90 puntos base pagadera trimestralmente. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía no ha realizado ninguna disposición de la línea de crédito.

Crédito con TAG Pipelines Norte

El 19 de diciembre de 2017, la Compañía celebró un contrato de crédito por \$35 millones con TAG, 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.

Créditos totalmente pagados otorgados por personas relacionadas al 31 de diciembre de 2018

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 acuerdo 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 acuerdo 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 acuerdo 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.

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.

Crédito con Sempra Energy Holding XI B.V.

El 22 de diciembre de 2015, IEnova celebró un contrato de préstamo revolvente con Sempra Energy Holding XI B.V, por la cantidad de USD\$219.6 millones, con plazo de doce meses. La tasa de interés de dicho préstamo es LIBOR a tres meses más 0.17% pagaderos trimestralmente. El 1 de agosto de 2016 la Compañía pago USD\$120.5 millones de esta línea de crédito, incluyendo los intereses correspondientes. En octubre de 2016, con los recursos obtenidos de la Oferta Pública, se liquidó el saldo pendiente por USD\$99.5 millones.

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 acuerdo 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.

Crédito con Sempra Global

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$800 millones con su afiliada no consolidable Sempra Global, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El plazo de vencimiento acordado fue de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo es LIBOR más 110 puntos, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, con los recursos netos obtenidos de la oferta pública de acciones, la Compañía pagó los financiamientos obtenidos de sus afiliadas no consolidables Sempra Global y Semco Holdco, por un valor total de USD\$1,150 millones.

Crédito con Semco Holdco

El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por USD\$350 millones su afiliada no consolidable Semco Holdco, con el fin de financiar la adquisición del 50% restante de IEnova Pipelines, anteriormente Gasoductos de Chihuahua. El plazo de vencimiento acordado fue de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo es LIBOR más 110 puntos, pagadera mensualmente. En octubre de 2016, este préstamo fue capitalizado, incrementando la participación de SEMCO en la Compañía.

Crédito con Ductos y Energéticos del Norte

El 8 de agosto de 2016, Ductos y Energéticos del Norte, otorgó un crédito de USD\$3 millones a Gasoductos del Sureste, con plazo de 10 años y una tasa de interés fija de 5.65%. El 17 de noviembre de 2017, este crédito se pagó en su totalidad, tanto principal como 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
IEnova Marketing	Energía Costa Azul	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 29 de noviembre de 2004	282
Energía Costa Azul	Shell	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Ilimitada
Energía Costa Azul	Gazprom	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Ilimitada

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 con Sempra Generation, 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 2018, 2017 y 2016, la Compañía pagó a Sempra Generation y SGPM un total de USD\$6.8 millones, USD\$5.1 millones y USD\$5.5 millones, respectivamente. Durante los años finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 Sempra Generation y SGPM efectuaron pagos a la Compañía por aproximadamente USD\$182.0 millones, USD\$130.0 millones y USD\$107.0 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 SEGE y SGPM USD\$2.2 millones, USD\$1.9 millones y USD\$2.2 millones por los servicios de programación y coordinación bajo dicho contrato por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 2018, 2017 y 2016 la Compañía pagó aproximadamente USD\$1.9 millones, USD\$1.3 millones y USD\$1.5 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 renueva 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 2018 y 2017, la Compañía recibió, USD\$0.7 millones y USD\$0.2 millones respectivamente y menos de USD\$120,000 para el año 2016, como contraprestación por los servicios de transporte prestados a Southern California Gas Company de conformidad con estos contratos.

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 y IEnova Marketing acordó comprar hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) 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 tercer 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 2018, 2017 y 2016, bajo dicho contrato, GNL Marketing pagó aproximadamente USD\$202.6 millones, USD\$190.0 millones y USD\$166.8 millones, respectivamente, como contraprestación por la compra de GNL y Sempra Natural Gas hizo pagos a GNL Marketing por aproximadamente USD\$100.3 millones, USD\$100.3 millones y USD\$105.2 millones, respectivamente, por concepto de indemnización.

Contrato modificado y reexpresado 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 mth) 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 servicios ?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 2018, 2017 y 2016, la Compañía pagó aproximadamente USD\$5.4, USD\$6.9 millones y USD\$6.9 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 Naco. Estos contratos se celebraron el 1 de enero de 2011 y tienen una vigencia de 10 años. Sempra Midstream puede dar por terminados los contratos en el supuesto de que la misma y la Compañía dejen de encontrarse bajo control en común. Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, la Compañía pagó a Sempra Midstream un total de aproximadamente USD\$0.5 millones y USD\$0.7 millones, respectivamente, por los servicios de control de gas prestados por esta última. Las cantidades pagadas por la Compañía a Sempra Midstream se ajustan con base en la inflación.

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 2018, 2017 y 2016, la

Compañía recibió ingresos por un total de aproximadamente USD\$1.7, USD\$1.7 millones y USD\$1.7 millones, 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 2018, 2017 y 2016, la Compañía hizo pagos a Sempre International por dichos servicios por aproximadamente de USD\$7.5 millones, USD\$6.2 millones y USD\$8.2 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 TIEE 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 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 2018 y 2017, la Compañía recibió ingresos por aproximadamente USD\$22.0 millones y USD\$22.2 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 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.

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 prácticas societarias contenidas en sus estatutos y en la LMV, 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, las disposiciones aplicables de la Ley del Mercado de Valores, las disposiciones de carácter general emitidas por la CNBV y las reglas expedidas por la BMV.

Consejo de administración

Actualmente el consejo de administración de la Compañía está integrado por 13 miembros propietarios y tiene a su cargo la administración de las operaciones de la misma. Cada consejero es electo para ocupar su cargo durante un año, pero puede ser reelecto y en todo caso debe permanecer en funciones hasta que su sustituto haya sido nombrado y haya tomado posesión de su cargo. Además, los consejeros pueden ser reelectos y removidos de su cargo en cualquier momento por decisión de los accionistas reunidos en asamblea general. Los miembros del consejo de administración son electos por los accionistas. El consejo de administración debe reunirse por lo menos una vez cada tres meses, pero puede celebrar sesiones extraordinarias siempre que lo considere necesario.

De conformidad con la ley, cuando menos el 25% de los consejeros deben ser independientes en términos de la Ley del Mercado de Valores. Los estatutos de la Compañía prevén la posibilidad de designar a un consejero suplente por cada consejero propietario, para suplir las ausencias de este último en las sesiones del consejo.

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 30 de abril de 2019.

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 otras cosas, el consejo de administración está facultado para:

- aprobar la estrategia general de negocios de la Compañía;
- autorizar, oyendo en cada caso la opinión de los comités de auditoría y prácticas societarias: (1) la celebración de cualquier operación con personas relacionadas, sujeto a ciertas excepciones limitadas; (2) el nombramiento y la remoción del director general y los demás directivos relevantes, así como para determinar sus atribuciones y remuneraciones; (3) los lineamientos de control interno y auditoría interna de la Compañía y sus subsidiarias; (4) los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias; (5) las operaciones inusuales o no recurrentes y cualquier operación o serie de operaciones con partes relacionadas que involucren, en un mismo ejercicio, (a) la adquisición o enajenación de activos que representen un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la Compañía, o (b) el otorgamiento de garantías o la asunción de pasivos que representen un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la Compañía; y (6) la contratación de los auditores externos;
- convocar asambleas de accionistas y ejecutar sus acuerdos;
- crear comités especiales y delegar facultades a los mismos, salvo aquellas cuyo ejercicio corresponda en forma exclusiva a los accionistas o al consejo de administración por disposición de ley o de los estatutos de la Compañía;
- presentar a la asamblea general de accionistas el informe anual del director general (incluyendo los estados financieros anuales auditados de la Compañía), así como un informe sobre las políticas y criterios contables seguidos en la preparación de la información financiera;
- emitir una opinión con respecto al precio de colocación de las acciones de la Compañía;
- aprobar las políticas relacionadas con la revelación de información;
- determinar las medidas a adoptarse en caso de que se detecten irregularidades; y
- ejercer los poderes generales de la Compañía para cumplir con su objeto.

Las sesiones del consejo de administración serán válidas cuando cuenten con la asistencia de la mayoría de sus miembros; y sus resoluciones serán válidas cuando se tomen por la mayoría de los presentes, a menos que los estatutos de la Compañía exijan un mayor número de votos. El presidente del consejo tiene voto de calidad en caso de empate. No obstante lo anterior, la asamblea general de accionistas podrá vetar en cualquier momento las decisiones adoptadas por el consejo.

Las sesiones del consejo de administración pueden ser convocadas por (1) el 25% de los consejeros, (2) el presidente del consejo, (3) el presidente del comité de auditoría o el comité de prácticas societarias, o (4) el secretario del consejo.

La Ley del Mercado de Valores impone a los consejeros ciertos deberes de diligencia y lealtad. Para una descripción detallada de dichos deberes, véase la sección “Información sobre el mercado de valores Ley del Mercado de Valores.”

Los miembros y, en su caso, el secretario del consejo de administración deben abstenerse de participar en cualquier deliberación y votación durante las sesiones en las que se trate cualquier asunto en el que tengan algún conflicto de interés con la Compañía, sin que ello afecte el cómputo del quórum necesario para dicha sesión.

Los miembros y el secretario del consejo de administración incurrirán en deslealtad y serán responsables de los daños causados a la Compañía y, en su caso, a sus subsidiarias, si teniendo un conflicto de interés votan o toman alguna decisión con respecto a los activos de la Compañía o sus subsidiarias, o si omiten revelar cualquier conflicto de interés que puedan tener, a menos que estén sujetos a obligaciones de confidencialidad que les impidan revelar dicho conflicto.

Comités del consejo de administración

El consejo de administración ha creado un comité de auditoría y un comité de prácticas societarias para efectos de aprobar ciertos aspectos importantes de las operaciones de la Compañía.

Comité de auditoría

La Ley del Mercado de Valores exige que las emisoras mantengan un comité de auditoría integrado por cuando menos tres consejeros independientes designados por el consejo de administración.

Los miembros actuales del Comité de Auditoría son Aarón Dychter Poltolarek como Presidente, Jose Julián Sidaoui Dib, Alberto Mulás Alonso y Jeffrey Davidow quienes fueron designados mediante la asamblea general ordinaria de accionistas de la Compañía de fecha 30 de abril de 2019. La Compañía considera que todos los miembros de su comité de auditoría son independientes y tienen el carácter de expertos en términos de la LMV.

Entre otras cosas, el comité de auditoría está facultado para:

- Presentar recomendaciones al consejo de administración respecto de la contratación o remoción de los auditores externos;
- Supervisar la labor de los auditores externos y analizar sus informes;
- Analizar y supervisar la preparación de los estados financieros de la Compañía;
- Presentar al consejo de administración un informe con respecto a los controles internos de la Compañía y la idoneidad de los mismos;
- Solicitar información a los directivos relevantes de la Compañía cuando lo estime necesario;
- Auxiliar al consejo de administración en la preparación del reporte de operaciones y actividades en las que el consejo de administración haya intervenido, en términos de la Ley del Mercado de Valores;
- Reportar al consejo de administración las irregularidades que detecte;
- Recibir y analizar las propuestas y observaciones formuladas por los accionistas, consejeros, directivos relevantes, auditores externos o terceros, y adoptar las medidas necesarias al respecto basado en dichas recomendaciones u observaciones;

- Convocar a asambleas de accionistas;
- Supervisar que las transacciones celebradas con partes relacionadas cumplan con las disposiciones legales aplicables;
- Cerciorarse de la ejecución -por el director general- de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas o el consejo de administración, de acuerdo con las instrucciones emitidas al efecto por cada uno de dichos órganos, y
- Presentar al consejo de administración un informe anual de sus actividades.

El presidente del comité de auditoría debe elaborar un informe anual sobre las actividades que correspondan a dicho órgano y presentarlo al consejo de administración. Dicho informe debe incluir, cuando menos: (1) el estado que guarda el sistema de control interno y auditoría interna de la Compañía y, en su caso, la descripción de sus deficiencias y desviaciones, así como los aspectos que requieran una mejoría, tomando en consideración los reportes de los auditores externos y de los expertos independientes; (2) los resultados de las medidas preventivas y correctivas implementadas con base en los resultados de las investigaciones relacionadas con el incumplimiento de las políticas de operación y financieras; (3) la evaluación de los auditores externos; (4) los principales resultados de las revisiones a los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias; (5) la descripción y efectos de las modificaciones a las políticas contables; (6) las medidas adoptadas con motivo de las observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes y terceros respecto de la contabilidad, controles internos y temas relacionados con la auditoría interna o externa; (7) el seguimiento de los acuerdos de las asambleas de accionistas y del Consejo de administración; (8) observaciones relativas al desempeño de consejeros y directivos relevantes; y (9) las remuneraciones de los consejeros y directivos relevantes.

Comité de prácticas societarias

Los miembros del comité de prácticas societarias son Jeffrey Davidow como Presidente, Jose Julián Sidaoui Dib, Alberto Mulás Alonso, Aarón Dychter Poltolarek y Joseph Allan Householder quienes fueron designados para ocupar sus cargos mediante la asamblea general ordinaria de accionistas de la Compañía de fecha 30 de abril de 2019. De conformidad con lo dispuesto por la Ley del Mercado de Valores, la mayoría de los miembros del comité de prácticas societarias son independientes en virtud de que el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía tiene al menos 50% del capital social de la Compañía. Los miembros independientes son Jeffrey S. Davidow, Jose Julián Sidaoui Dib, Alberto Mulás Alonso y Aarón Dychter Poltolarek. La Compañía considera que todos los miembros del comité de prácticas societarias son independientes y al menos uno de sus miembros es experto financiero en términos de la Ley del Mercado de Valores.

Entre otras cosas, el comité de prácticas societarias está facultado para:

- Auxiliar al Consejo de administración en la aprobación de las políticas y lineamientos para la celebración de operaciones con personas relacionadas y en revisar que aquellas operaciones celebradas entre personas relacionadas y que a su vez sean operaciones sujetas a la regulación de participación cruzada, en términos del artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos, cumplan cabalmente con lo establecido en dicho artículo y en las políticas aplicables de la Compañía;
- Revisar que aquellas operaciones celebradas entre personas relacionadas y que a su vez sean operaciones sujetas a la regulación de participación cruzada, en términos del artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos, cumplan cabalmente con lo establecido en dicho artículo y en las políticas aplicables de la Compañía;
- Dar opiniones y presentar recomendaciones al Consejo de administración;
- Auxiliar al Consejo de administración en la preparación del reporte sobre los principales lineamientos de contabilidad e información utilizados en la preparación de la información financiera;
- Asesorar al Consejo de administración con respecto al nombramiento del director general y los demás directivos relevantes, así como para determinar sus atribuciones y remuneraciones;
- Asesorar al Consejo de administración en la preparación de reportes para la asamblea anual de accionistas;
- Solicitar y obtener opiniones y recomendaciones de expertos independientes;

- Proporcionar opiniones con respecto a las operaciones con personas relacionadas; y
- Convocar asambleas de accionistas.

El presidente del comité de prácticas societarias debe elaborar y presentar al Consejo de administración un informe anual con respecto a (1) las observaciones respecto del desempeño de los directivos relevantes; (2) las operaciones celebradas con personas relacionadas, detallando las características de las operaciones significativas; (3) las remuneraciones de los consejeros y directivos relevantes; y (4) las dispensas otorgadas a consejeros o directivos relevantes para aprovechar oportunidades de negocios.

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.

De conformidad con la Ley del Mercado de Valores, el director general y los directivos relevantes deben actuar para beneficio de la Compañía y no de un determinado accionista o grupo de accionistas. Las principales funciones del director general incluyen: (1) la ejecución de las resoluciones adoptadas por la asamblea de accionistas y el consejo de administración; (2) la presentación de las principales estrategias de negocios de la Compañía al consejo de administración para su aprobación; (3) la presentación de propuestas relativas a los sistemas de control interno, a los comités de auditoría y prácticas societarias; (4) la revelación de información relevante al público; y (5) el mantenimiento de sistemas y mecanismos contables y de control interno adecuados. El director general y los directivos relevantes están sujetos al mismo tipo de responsabilidad que los consejeros.

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, Col. Juárez, 06600, Ciudad de México, a la atención de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. 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

Desarrollo, Equidad y Diversidad que preside el Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Capital Humano, 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 2018, 2017 y 2016, el importe total de las remuneraciones pagadas por la Compañía a sus directivos relevantes, ascendió a USD\$13.5 millones, USD\$10.3 millones y USD\$7.1 millones. La Compañía revisa continuamente los sueldos, bonos y otros planes de compensación económica, a fin de ofrecer remuneraciones competitivas a sus directivos relevantes.

Cada uno de los miembros del Consejo de administración de la Compañía que tienen el carácter de consejeros independientes en términos de la Ley del Mercado de Valores, recibe (i) una compensación anual de USD\$21,100 por su desempeño como miembros del consejo de administración y (ii) una compensación anual de USD\$33,900 por los comités en que participan, pagaderos ambos de manera trimestral. Adicionalmente, reciben una contraprestación cuyo monto se encuentra referenciado al desempeño de las acciones de la Sociedad. Estos valores serán convertibles una vez al año, conforme a los términos y características definidos por los delegados especiales designados al efecto, sujeto a que el consejero independiente continúe en ejercicio de sus funciones a la fecha de la conversión. Los miembros del consejo de administración no independientes no reciben compensación por sus servicios como consejeros o miembros de los comités de auditoría y prácticas societarias.

La definición de los términos y características de la contraprestación adicional a que se refiere el presente párrafo, ha quedado bajo la responsabilidad de los delegados especiales miembros no independientes del consejo de administración.

Asimismo, el importe total acumulado por la Compañía por el ejercicio social al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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\$1.8 millones, USD\$1.7 millones y USD\$1.3 millones, respectivamente.

Plan de bonos restringidos

Adicionalmente al salario, los consejeros y 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, de IEnova y otras métricas; será pagado en efectivo y/o en acciones de Sempra, 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. 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, abril 2019

Accionistas beneficiarios de más del 10% del capital social de la emisora: Banco Nacional de México, S.A., integrante del Grupo Financiero Banamex: 28.1%.

Accionistas que ejerzan influencia significativa: ninguno.

Accionistas que ejerzan control o poder de mando: Semco Holdco, S. de R.L. de C.V., 66.4%.

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V. el accionista con el 66.42% 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]**Independientes [Miembro]**

Davidow Jeffrey			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
SI		SI	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)
1 año		Consejero Independiente	no aplica
Participación accionaria (en %)			
no aplica			
Información adicional			
Jeffrey Stephen Davidow. Jeffrey Stephen Davidow es miembro del consejo de administración de la Compañía, y cuenta con una extensa experiencia diplomática, tanto en Latinoamérica como en África. Fue embajador de Estados Unidos en Venezuela de 1993 a 1996 y Asistente del Secretario de Estado de Estados Unidos para Asuntos del Hemisferio Occidental de 1996 a 1998. De 1998 a 2002, fungió como Embajador de Estados Unidos en México. En 2003, se retiró de la Secretaría de Estado de los Estados Unidos con el rango de Embajador de Carrera. Después de dejar el Servicio Exterior, fungió ocho años como Presidente del Instituto de las Américas en San Diego, un organismo de políticas públicas enfocado en Latinoamérica. Actualmente es Consejero Senior del Cohen Group, una consultora de negocios internacionales con sede en Washington D.C. Ha publicado artículos sobre la Política Exterior y Relaciones Exteriores y ha sido autor de dos libros, uno sobre negociaciones internacionales y el otro, sobre "Estados Unidos y México: El Oso y el Puercoespín." Además de ser ponente en conferencias sobre políticas hemisféricas y sobre el desarrollo mexicano en organizaciones tales como el Foro sobre la Integración Norteamericana, la Comisión Trilateral, el Centro Woodrow Wilson, el Consejo del Pacífico, la Academia de Ciencias Sociales de China y el Banco Interamericano de Desarrollo, fungió como consultor del Presidente Obama para la Cumbre de las Américas en 2009. Obtuvo su Licenciatura en Artes por la Universidad de Massachusetts y es maestro en Artes por la Universidad de Minnesota.			

Dychter Poltoiarek Aarón			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación
SI		SI	NO
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)
1 año		Consejero Independiente	no aplica
Participación accionaria (en %)			
no aplica			
Información adicional			

Dr. Aarón Dychter Poltolarek. Aarón Dychter Poltolarek es miembro del consejo de administración de la Compañía, es Presidente y Fundador de ADHOC Consultores Asociados, S.C. mediante el cual, proporciona servicios de consultoría en proyectos de inversión en infraestructura, transporte y en materia energética. De diciembre de 1994 a diciembre de 2006, fungió como Subsecretario de Transporte en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, en cuyo cargo lideró los procesos de apertura a la inversión privada en ferrocarriles y aeropuertos en México, así como la creación del primer sistema de tren suburbano para la Ciudad de México. Previamente, ocupó diversos cargos en la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Programación y Presupuesto y en la Secretaría de Energía. Fue Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización del Transporte Terrestre, Consejero, Presidente Suplente y Miembro del Comité de Nominaciones y Compensaciones de Grupo Aeroportuario del Sureste, S.A. de C.V., participó como miembro del consejo de administración de Grupo Aeroportuario del Centro Norte y Empresas ICA y previamente a esto, participó en el consejo de administración de Grupo Aeroportuario Del Sureste, Grupo Aeroportuario Centro Norte, Grupo Aeroportuario del Pacífico y Grupo Aeroportuario de la Ciudad de México. Actualmente funge como asesor en el proyecto del Nuevo Aeropuerto de la Ciudad de México, participa en el consejo de Grupo OCUPA y Traxión. Se graduó de la Universidad de las Américas y posee una maestría y un doctorado en Economía por la Universidad de George Washington.

Mulás Alonso Alberto				
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)		
Hombre		Propietario		
Participa en comités [Sinopsis]				
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación	
SI		SI	NO	
Designación [Sinopsis]				
Fecha de designación				
2019-04-30				
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Consejero Independiente	no aplica	no aplica
Información adicional				
Alberto Mulás Alonso. Alberto Mulás Alonso es miembro del consejo de administración de la Compañía. De enero de 2014 a diciembre de 2016, Alberto Mulás estuvo al frente de la oficina de Banco Itaú-BBA en México. Anteriormente, de 2003 a 2013, estuvo a cargo de CReSCE Consultores, una firma especializada en consultoría de temas corporativos, financieros, estratégicos y de gobierno corporativo. Alberto Mulás estuvo durante 13 años involucrado en actividades de banca de inversión en México con la firma Donaldson Lufkin & Jenrette (de 1999 a 2001) y con Lehman Brothers (de 1992 a 1996). De 2001 a 2003, fue miembro del gabinete del presidente Vicente Fox como responsable del diseño, estructura e implementación de la política nacional de vivienda, establecer la Comisión Nacional de Vivienda y la Sociedad Hipotecaria Federal. Alberto Mulás participa como consejero independiente de empresas públicas y familiares. Ha asesorado a entidades multilaterales como el Fondo Monetario Internacional, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial. Se recibió con honores como ingeniero químico en la Universidad Iberoamericana y tiene una maestría en administración (MBA) de la Universidad de Pennsylvania (1987).				

Sidaoui Dib José Julián				
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)		
Hombre		Propietario		
Participa en comités [Sinopsis]				
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación	
SI		SI	NO	
Designación [Sinopsis]				
Fecha de designación				
2019-04-30				
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Consejero Independiente	no aplica	no aplica
Información adicional				
José Julián Sidaoui Dib. José Julián Sidaoui Dib es miembro del consejo de administración de la Compañía. Actualmente es asesor y Consejero Independiente de diversas instituciones financieras del país y del exterior. Anteriormente, el Sr. Sidaoui trabajó en el Banco Mundial y en el Banco de México, institución a la que ingresó en 1979. Ahí, ocupó diversas posiciones en el área Económica y de Operaciones de Banca Central en la que fue Director General por más de 10 años. En diciembre de 1994 fue nombrado Subsecretario de Hacienda y Crédito Público. En 1997, regresó al Banco de México, a ocupar el cargo de Subgobernador por dos períodos consecutivos hasta 2012. El Dr. Sidaoui ha publicado diversos artículos en temas relacionados cambio estructural, exportaciones, mercados financieros, finanzas públicas, política monetaria y gobierno corporativo y mejores prácticas en la Banca Central. Ha participado en diversos grupos de trabajo del Banco Internacional de Pagos y ha sido profesor de Economía. Tiene doctorado en Economía de la George Washington University, maestría en la University of Pennsylvania y es licenciado en economía de la Universidad de las Américas, Puebla, México.				

Patrimoniales [Miembro]

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				
2019-04-30				
Periodo por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional				
Justin C. Bird. Justin C. Bird es miembro del consejo de administración de la Compañía y es Presidente de Sempra LNG y como tal es responsable de las actividades de mercadotecnia y desarrollo comercial. El Sr. Bird lideraba todos los proyectos de LNG en su cargo anterior como Director de Desarrollo en Sempra North American Infrastructure. Anteriormente el Sr. Bird actuó como vicepresidente y abogado especial de infraestructura de gas de Sempra Energy. En este puesto, dirigió la estrategia regulatoria y de litigios de Sempra Energy en relación con la operación de su				

terminal de almacenamiento de gas natural en Aliso Canyon de SoCalGas. De 2014 a 2016, el Sr. Bird actuó como vicepresidente, secretario de cumplimiento y gobierno y corporativo de Sempra Energy, donde dirigió los programas de ética y cumplimiento de la compañía y también se desempeñó como director de gobierno y secretario corporativo. De 2012 a 2014, el Sr. Bird fue director de financiamiento de proyectos para Sempra Energy, donde dirigió el exitoso financiamiento de US\$7.4 mil millones de Cameron LNG, para la terminal de licuefacción para exportación en Hackberry, Luisiana, así como varios otros financiamientos importantes. De 2004 a 2012, el Sr. Bird ocupó cargos como abogado, abogado senior y abogado principal, trabajando en una amplia gama de transacciones comerciales para Sempra Energy y sus subsidiarias. Antes de unirse a Sempra Energy en 2004, fue abogado en el despacho Latham & Watkins LLP, donde se especializó en el desarrollo de proyectos de energía y finanzas. El Sr. Bird tiene una licenciatura en contabilidad de la Universidad del Estado de Arizona, donde se graduó summa cum laude, y un título en derecho de la Universidad de Pennsylvania, donde fue miembro de la Revista de Derecho de la escuela.

Nye Allen			
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			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
Allen Nye. Es miembro del consejo de administración de la Compañía, se ha desempeñado como Director General de Oncor Electric Delivery Company, LLC desde 9 de marzo de 2018. Desde enero de 2011 hasta marzo de 2018, el Sr. Nye se desempeñó como Vicepresidente Senior, Abogado General y Secretario siendo responsable de supervisar todos los asuntos legales y de cumplimiento en Oncor. En enero de 2013, sus responsabilidades se ampliaron para incluir la supervisión de toda la actividad regulatoria y de asuntos gubernamentales de Oncor. Desde junio de 2008 hasta que se unió a Oncor, el Sr. Nye ejerció la abogacía como socio en la oficina de Vinson & Elkins LLP en Dallas, donde se enfocó en la representación de compañías de energía reguladas ante agencias gubernamentales estatales y federales. Antes de Vinson & Elkins, el Sr. Nye fue socio de la firma de abogados Hunton & Williams LLP (ahora conocida como Hunton Andrews Kurth LLP) desde enero de 2002 hasta mayo de 2008.			

Householder Joseph Allan			
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)	
Hombre		Propietario	
Participa en comités [Sinopsis]			
Auditoría	Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación	
NO	SI	NO	
Designación [Sinopsis]			
Fecha de designación			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
Joseph Allan Householder. Joseph Allan Householder es miembro del consejo de administración de la Compañía, y Presidente de Grupo de la Unidad de Negocios de Infraestructura. En este puesto Joseph A. Householder está a cargo de las operaciones de midstream, gas natural licuado, energía renovable y México. De 2011 a 2016 Householder actuó como Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Sempra Energy. De 2007 a 2011 ocupó el cargo de Vicepresidente Senior, Contralor y Gerente de Contabilidad de Sempra Energy, cargo en el cual era responsable de estados financieros, de la información contable y de contraloría, así como de impuestos para todas las sociedades de Sempra Energy. Anteriormente, fungió como Vicepresidente del Impuestos Corporativos y Asesor de Impuestos de Sempra Energy, donde supervisó los asuntos fiscales de Sempra Energy a nivel mundial. Antes de unirse a Sempra Energy en 2001, fue socio en PricewaterhouseCoopers en la oficina de impuestos nacionales. De 1986 a 1999, fungió como Vicepresidente del área de Desarrollo Empresarial y Asistente del Director Financiero en Unocal, donde fue responsable de la planeación fiscal, los informes financieros y la previsión presupuestaria a nivel mundial, así como de fusiones y adquisiciones. Al inicio de su carrera profesional, Joseph A. Householder ejerció como abogado y contador público certificado en varios despachos en el área de Los Angeles, California. El Sr. Householder actualmente es miembro del consejo de administración de Advanced Micro Devices., y es miembro del Tax Executives Institute, del American Institute of Certified Public Accountants, la Barra de California y la American Bar Association. Es licenciado en Administración de Empresas por la Universidad del Sur de California, licenciado en Derecho por la Escuela de Derecho de Loyola y completó el programa ejecutivo en la Escuela de Negocios Anderson, de la Universidad de California en Los Angeles (UCLA).			

Keith Erbin			
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			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
Erbin B. Keith. Erbin B. Keith es miembro del consejo de administración de la Compañía y abogado general adjunto para Sempra Energy. En este puesto, el Sr. Keith está a cargo de la administración del departamento legal y es responsable de la regulación crítica e iniciativas especiales para la compañía. Antes de eso, de 2017 al 2019, Erbin Keith fungió como oficial regulatorio y asesor especial para Sempra Energy. De 2015 a 2017, Keith fungió como jefe de riesgos y consejero general de San Diego Gas & Electric (SDG&E), una de las empresas reguladas de Sempra Energy de servicios públicos en California. Desde que se unió a Sempra Energy en 1998, Erbin Keith ha ocupado una variedad de posiciones de liderazgo, incluyendo Vicepresidente Senior de Asuntos Externos para Southern California Gas Co. (SoCalGas), Vicepresidente de Asuntos Regulatorios y Oficial de Cumplimiento de Sempra Energy y presidente de Sempra Energy Solutions, una ex subsidiaria de Sempra Energy enfocada en el mercado de energía industrial y comercial. Antes de unirse a Sempra Energy, el Sr. Keith se desempeñó como abogado general de la CES Way. Antes de eso, era abogado asociado en la firma Greenberg, Peden, Siegmyer & Oshman, P.C. con sede en Houston y fue ingeniero jefe y gerente de proyecto de Bernard Johnson, Inc. y Suttles, Mad Burocracia & Dabney Ingenieros de Consultoría. Erbin Keith es miembro de la Junta de Consejo de Voices for Children en el Condado de San Diego. Es miembro del colegio de abogados del Estado de California y del colegio de abogados del Estado de Texas. En 2001, Keith fue seleccionado como "Profesional de la Energía del Año" por la asociación de Ingenieros de			

Energía. Fue nombrado miembro del primer comité asesor de administración de Energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Keith tiene una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Texas y una licenciatura de derecho de South Texas College of Law.

Arriola Dennis Víctor			
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			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
<p>Dennis Víctor Arriola. Dennis Víctor Arriola es miembro del consejo de administración de la Compañía, y vicepresidente ejecutivo de estrategia corporativa, asuntos externos y sustentabilidad de Sempra Energy. Anteriormente, se desempeñó como presidente del consejo, presidente y director ejecutivo de Southern California Gas Company (SoCalGas), una de las compañías eléctricas reguladas de California de Sempra Energy. El Sr. Arriola ha ocupado en los últimos 23 años, una amplia gama de puestos de liderazgo para las compañías de energía de Sempra. El Sr. Arriola se desempeñó como presidente y director financiero de SoCalGas en el 2012, hasta que fue promovido como director general en el 2014. De 2008 a 2012, el Sr. Arriola dejó Sempra para trabajar como vicepresidente ejecutivo y director financiero de SunPower Corp. De 2006 a 2008, fue vicepresidente senior y director financiero de San Diego Gas & Electric y SoCalGas. Anteriormente, el Sr. Arriola también fue vicepresidente de comunicaciones y relaciones con inversionistas de Sempra, y vicepresidente regional y gerente general de las operaciones sudamericanas de Sempra. Se unió a Sempra en 1994 como tesorero de Pacific Enterprises / SoCalGas. El Sr. Arriola forma parte de los consejos de administración de la Mesa Redonda de Negocios de California (presidente del consejo), California Latino Economic Institute y pertenece al comité ejecutivo de San Diego Regional Economic Development Corporation. El Sr. Arriola forma parte del consejo de administración de varias unidades de negocio de Sempra, incluyendo Chilquinta Energía en Chile (Presidente) y Luz del Sur en Perú (Presidente). El Sr. Arriola ha participado activamente en los esfuerzos de United Way para implementar Linked Learning en asociación con el Distrito Escolar Unificado de Los Angeles. El Sr. Arriola tiene una licenciatura en economía de la Universidad de Stanford y una maestría en administración de empresas de la Universidad de Harvard.</p>			

Wall Peter			
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			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
<p>Peter Wall. Peter Wall es miembro del consejo de administración de la Compañía, y vicepresidente y director de finanzas de Sempra Infraestructura, donde supervisa los asuntos de contabilidad, finanzas y riesgos de los grupos Sempra Renovables y Sempra LNG & Midstream. Anteriormente, el Sr. Wall fue vicepresidente y director de finanzas de Sempra U.S. Gas & Power. El Sr. Wall también fue Contralor asistente en el Corporativo de Sempra, donde dirigió varios equipos en temas de contabilidad, planeación y asuntos corporativos. Peter Wall inicio su carrera profesional en Ernst & Young LLP, donde trabajó con numerosas compañía multinacionales, incluyendo muchas del sector energía y servicios públicos. Peter Wall es Contador Público Certificado o CPA y tiene la licenciatura y maestría en contabilidad por la Universidad de Utah.</p>			

Khan Faisel			
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			
2019-04-30			
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Consejero Propietario	no aplica	no aplica
Información adicional			
<p>Faisel Khan. Faisel Khan es miembro del consejo de administración de la Compañía, y vicepresidente senior de finanzas y relación con inversionistas de Sempra Energy. El Sr. Khan es responsable de comunicar, a la comunidad de inversionistas, el disciplinado enfoque de Sempra en la obtención de crecimiento del valor del accionista en el largo plazo. Antes de unirse a Sempra, Faisel Khan fue director ejecutivo de Citigroup en Nueva York, cubriendo los sectores de gas natural, gasoductos, midstream, refinación y MLPs. Khan estuvo clasificado como uno de los mejores analistas financieros en el sector de gas natural durante 11 años consecutivos, por Institutional Investor. Antes de unirse a Citigroup, Khan trabajo durante 6 años en Credit Suisse First Boston, primero en Banca de Inversión y después como analista financiero cubriendo los sectores de gasoductos integrados, comercialización de electricidad y distribución de gas. Faisel Khan tiene las licenciaturas en ingeniería y economía por la Universidad de Pennsylvania.</p>			

Relacionados [Miembro]

Ruiz Sacristán Carlos				
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				
2019-04-30				
Período por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Presidente del Consejo de Administración	7	no aplica
Información adicional				
Carlos Ruiz Sacristán. Desde septiembre de 2018 Carlos Ruiz Sacristán es Presidente del Consejo y Director General de North American Infrastructure Group de Sempra Energy y Presidente Ejecutivo del Consejo de Administración de IEnova. Antes de su designación, se desempeñó como Director General y Presidente del Consejo de Administración de IEnova de 2012 a 2018 y de 2007 a 2012 como miembro del Consejo de Administración de Sempra Energy. Carlos Ruiz Sacristán fungió como Secretario de Comunicaciones y Transportes durante el gobierno del Dr. Ernesto Zedillo Ponce de León de 1994 a 2000. Previamente, ocupó diversos cargos en el Banco de México de 1974 a 1988, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1988 a 1992, y Petróleos Mexicanos en 1994. Carlos Ruiz Sacristán es licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Anáhuac y maestro en Administración de Negocios por Northwestern University en Chicago. Actualmente participa en los Consejos de Administración de Southern Copper Corp, Banco Ve por más, S.A. de C.V., Grupo Creatica, S.A. de C.V., en el Comité Técnico del Fideicomiso de los Museos Diego Rivera y Frida Kahlo y en el Comité Técnico del Fideicomiso del Museo Nacional de Energía y Tecnología.				

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				
2019-04-30				
Período por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Consejero Propietario	19	no aplica
Información adicional				
Tania Ortiz Mena López Negrete. Es miembro del consejo de administración desde enero 2019 y Directora General de IEnova desde septiembre 2018. Antes de su designación actuó como Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo de IEnova a cargo del área de desarrollo de negocios así como del área comercial de 2016 a 2018. Tania ingresó a IEnova en 2000 donde ha ocupado las funciones de Gerente General, Director de Proyectos, Director de Asuntos Gubernamentales y Regulatorios, Vicepresidente de Asuntos Externos y Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios. De 1994 a 1999, Tania trabajó en PMI, empresa subsidiaria de PEMEX, como Sub Gerente Comercial de Productos Refinados donde estuvo a cargo del comercio internacional de productos petrolíferos residuales. Tania Ortiz Mena es licenciada en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana y maestra en Relaciones Internacionales por Boston University. Tania Ortiz Mena es Consejero de la Asociación Mexicana de Gas Natural, Consejero del Consejo Mundial de Energía - Capítulo México, Consejero del Consejo Consultivo de la Comisión Reguladora de Energía, miembro del Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales y a partir de agosto de 2018 miembro del Consejo de Administración de Oncor Electric Delivery Company, LLC. En 2015 y 2016, Tania fue Presidente del Consejo de la Asociación Mexicana de Gas Natural.				

Directivos relevantes [Miembro]

Bradhan Susan				
Sexo		Tipo de Consejero (Propietario/Suplente)		
No Aplica		Propietario		
Participa en comités [Sinopsis]				
Auditoría		Prácticas Societarias	Evaluación y Compensación	
NO		NO	NO	
Designación [Sinopsis]				
Fecha de designación		Tipo de asamblea		
2019-04-30		General Ordinaria		
Período por el cual fueron electos		Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año		Director de Relación con Inversionistas	3	no aplica
Información adicional				
Susan Bradham. Desde junio de 2016, Susan (Sue) Bradham ha sido la Directora de Relación con Inversionistas. De agosto de 2002 a junio de 2016, se desempeñó en varios roles comerciales y estratégicos de Sempra Internacional, Sempra LNG y Sempra U.S. Gas and Power. Antes de incorporarse a Sempra Energy en 2002, Sue Bradham trabajó como consultora en Booz Allen & Hamilton y como ingeniera en desarrollo de proyectos y roles operativos en ExxonMobil. Sue Bradham tiene una licenciatura en Ingeniería Mecánica de Stevens Institute of Technology y una maestría en administración de empresas de Wharton School en la Universidad de Pennsylvania. Es Ingeniera Profesional registrada en el Estado de Texas.				

Ruiz Sacristán Carlos			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Presidente del Consejo de Administración y Presidente Ejecutivo	7	no aplica
Información adicional			
<p>Carlos Ruiz Sacristán. Desde septiembre de 2018 Carlos Ruiz Sacristán es Presidente del Consejo y Director General de North American Infrastructure Group de Sempra Energy y Presidente Ejecutivo del Consejo de Administración de IEnova. Antes de su designación, se desempeñó como Director General y Presidente del Consejo de Administración de IEnova de 2012 a 2018 y de 2007 a 2012 como miembro del Consejo de Administración de Sempra Energy. Carlos Ruiz Sacristán fungió como Secretario de Comunicaciones y Transportes durante el gobierno del Dr. Ernesto Zedillo Ponce de León de 1994 a 2000. Previamente, ocupó diversos cargos en el Banco de México de 1974 a 1988, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1988 a 1992, y Petróleos Mexicanos en 1994. Carlos Ruiz Sacristán es licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Anáhuac y maestro en Administración de Negocios por Northwestern University en Chicago. Actualmente participa en los Consejos de Administración de Southern Copper Corp, Banco Ve por más, S.A. de C.V., Grupo Creatica, S.A. de C.V., en el Comité Técnico del Fideicomiso de los Museos Diego Rivera y Frida Kahlo y en el Comité Técnico del Fideicomiso del Museo Nacional de Energía y Tecnología.</p>			

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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Directora General	19	no aplica
Información adicional			
<p>Tania Ortiz Mena López Negrete. Es miembro del consejo de administración desde enero 2019 y Directora General de IEnova desde septiembre 2018. Antes de su designación actuó como Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo de IEnova a cargo del área de desarrollo de negocios así como del área comercial de 2016 a 2018. Tania ingresó a IEnova en 2000 donde ha ocupado las funciones de Gerente General, Director de Proyectos, Director de Asuntos Gubernamentales y Regulatorios, Vicepresidente de Asuntos Externos y Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios. De 1994 a 1999, Tania trabajó en PMI, empresa subsidiaria de PEMEX, como Sub Gerente Comercial de Productos Refinados donde estuvo a cargo del comercio internacional de productos petrolíferos residuales. Tania Ortiz Mena es licenciada en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana y maestra en Relaciones Internacionales por Boston University. Tania Ortiz Mena es Consejera de la Asociación Mexicana de Gas Natural, Consejera del Consejo Mundial de Energía - Capítulo México, Consejera del Consejo Consultivo de la Comisión Reguladora de Energía, miembro del Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales y a partir de agosto de 2018 miembro del Consejo de Administración de Oncor Electric Delivery Company, LLC. En 2015 y 2016, Tania fue Presidente del Consejo de la Asociación Mexicana de Gas Natural.</p>			

Molina Peralta Manuela			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas	9	no aplica
Información adicional			
<p>Manuela Molina Peralta. Desde julio de 2017, Manuela ("Nelly") Molina es Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas de IEnova. Anteriormente, actuó como Vicepresidente de Finanzas de 2010 a 2017. Antes de incorporarse a IEnova, Nelly Molina fue Vicepresidente de Finanzas de El Paso Corporation en México, de 2001 a 2010. Antes de El Paso Corporation (México), Nelly Molina colaboró con Kinder Morgan (México) como Gerente General de la primera Distribuidora de gas natural en la ciudad de Hermosillo, Sonora de 1997 a 2001. Nelly Molina es Contador Público egresada de la Universidad de Sonora en 1995 y es maestra en Finanzas por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. En 2015 fue presidente del Instituto Mexicano de Ejecutivos de Finanzas. Actualmente es presidente del Comité de Emisoras de la Bolsa Mexicana de Valores. Fue consejera independiente del proyecto Nuevo Aeropuerto de la Ciudad de México y también es miembro del Consejo de Administración y socia fundadora de NatGas Querétaro.</p>			

Zamora Torres Abraham			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		

Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos	0	no aplica
Información adicional			
Abraham Zamora Torres. Abraham Zamora Torres es Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos desde diciembre de 2018. Antes de incorporarse a IEnova, se desempeñó como Jefe de Oficina del Secretario de Relaciones Exteriores entre 2017 y 2018, Director General de BANOBRAS de 2015 a 2017, y Jefe de Unidad de Productividad Económica en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 2013 a 2015. Durante el periodo 2006 a 2013, Abraham fue Director Ejecutivo de Asuntos Corporativos e Industria en Grupo Aeroméxico y presidió la Cámara Nacional de Aerotransportes de 2011 a 2013. Entre 1991 y 2004 ocupó varios puestos en la Administración Pública Federal, incluyendo la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. Abraham Zamora es Licenciado en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México y cuenta con Maestrías en Administración y Políticas Públicas por la Universidad de Columbia y en Economía Política por la Universidad de Essex.			

Rodríguez Castañeda Juan			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones de Gas Natural	4	no aplica
Información adicional			
Juan Rodríguez Castañeda es Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones de Gas Natural desde septiembre 2018. Anteriormente fue Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Capital Humano de 2016 a 2018 y Vicepresidente de Asuntos Corporativos y Capital Humano de 2015 a 2016. Antes de incorporarse a IEnova trabajo por 10 años en la aviación. En Aeroméxico fue Director Ejecutivo de Asuntos Corporativos e Industria de 2013 a 2014, Director Ejecutivo de Recursos Humanos de 2010 a 2013. Asimismo fue Director General de SEAT hoy Aeroméxico Servicios en 2010 y Director General de Aeromexpress, actualmente Aeroméxico Cargo de 2004 a 2010. Fue Presidente de la Cámara Nacional de Aerotransportes de 2010 a 2011. Juan Rodríguez Castañeda trabajo de 1998 a 2004 en el Gobierno Federal de México. Durante ese periodo ocupó diversas posiciones en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, PEMEX y la Oficina de la Presidencia de la República. Entre los más relevantes, destacan haber sido Secretario Particular de tres Secretarios de Estado y Coordinador General de Planeación y Centros SCT en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. Es Licenciado en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM).			

Córdoba Domínguez Jesús			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Ingeniería y Construcción	9	no aplica
Información adicional			
Jesús Córdoba Domínguez es Vicepresidente Ejecutivo de Ingeniería y Construcción de IEnova desde mayo de 2016. Anteriormente actuó como Vicepresidente de Ingeniería y Construcción de 2012 a 2016 y como Director de Operaciones de Transporte de 2010 a 2012. Jesús Córdoba trabajó para El Paso Corporation en México como Director de Proyectos para Filiales de 2001 a 2010 y como Superintendente de Contratos con filiales de TransCanada Pipelines en México de 1998 a 2001. Jesús Córdoba tiene 37 años de experiencia en ejecución de proyectos de infraestructura, incluyendo 18 años de experiencia en la administración de proyectos en la industria de la construcción en México. Jesús Córdoba es egresado de la licenciatura de ingeniería civil en la Universidad La Salle A.C., especializándose en la administración de proyectos.			

Barajas Sandoval Carlos			
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		
2019-04-30	General Ordinaria		
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones Electricidad y Almacenamiento	6	no aplica
Información adicional			
Carlos Barajas Sandoval es Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones de Electricidad y Almacenamiento desde septiembre de 2018. Anteriormente actuó como Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones de 2016 a 2018, Vicepresidente de Operaciones de 2013 a 2016 y como Vicepresidente de Gas en el 2013. Antes de ingresar a IEnova, Carlos Barajas fue Director General de Terminal de LNG de Altamira de 2007 a 2013, Director de Desarrollo de Negocios de Shell México de 2005 a 2007, Director Comercial de InterGen México de 2000 a 2005 y Gerente Comercial de Energía Mayakan de 1997 a 2000. Carlos Barajas es Ingeniero Civil egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1992, Maestro en Ingeniería por la Universidad de la Columbia Británica en 2000 y Maestro en Economía y Negocios por la Universidad Anáhuac en 2007.			

Buentello Carbonell René			
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	
2019-04-30		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Abogado General y Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento	9	no aplica
Información adicional			
René Buentello Carbonell es 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 se desempeñó como Director de Desarrollo de Negocios de El Paso Corporation en México de 2008 a 2010. René 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.			

Eekhout Smith Juancho			
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	
2019-04-30		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo	3	no aplica
Información adicional			
Juancho Eekhout Smith es Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo de IEnova desde septiembre 2018. Anteriormente actuó como Vicepresidente de Desarrollo de 2016 a 2018. Juancho ha desempeñado en varios roles en la familia de compañías de Sempra Energy. Entre el 2014 y el 2016, fue Director Senior de Desarrollo Comercial en Sempra LNG. Entre el 2010 y el 2013, trabajó en San Diego Gas & Electric primero como Director de Originación y luego como Director de Planeación Estratégica. Eekhout Smith inició su carrera en Sempra en 2008, como Director de Fusiones y Adquisiciones. Anteriormente, Eekhout Smith trabajó para BP por 8 años desempeñándose en los segmentos de trading de petróleo y de refinación y comercialización de combustibles. Juancho Eekhout es economista de la Universidad Católica Andrés Bello y maestro en políticas públicas de la Universidad de Chicago.			

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	
2019-04-30		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente de Contraloría	18	no aplica
Información adicional			
Roberto Rubio Macías es Vicepresidente de Contraloría desde mayo de 2016. Anteriormente fue Contralor de IEnova de 2012 a 2016. Roberto 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, Roberto Rubio trabajó como Gerente Administrativo en una empresa dedicada a la manufactura de productos textiles de 1998 a 2001; como Supervisor Administrativo Regional de British American Tobacco de 1996 a 1998 y como Auditor en Deloitte oficina Chihuahua de 1993 a 1996. Roberto 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.			

Molina Casellas Jorge			
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	
2019-04-30		General Ordinaria	
Periodo por el cual fueron electos	Cargo	Tiempo laborando en la Emisora (años)	Participación accionaria (en %)
1 año	Vicepresidente de Comercial	22	no aplica
Información adicional			
<p>Jorge Molina Casellas es Vicepresidente Comercial de IEnova desde mayo de 2016. Anteriormente fue Director de Negocios de 2012 a 2016, y ha ocupado puestos gerenciales en las áreas comerciales, de finanzas, de proyectos, de regulación y de operaciones en diversas unidades de negocios desde que se incorporó a la empresa en 1997. Antes de ingresar a IEnova trabajó como Asesor Financiero en Bancomer de 1993 a 1997. Jorge Molina es Licenciado en Administración de Empresas y Maestro en Finanzas Corporativas por el Centro de Enseñanza Técnica y Superior Campus Mexicali.</p>			

Porcentaje total de hombres como directivos relevantes: 75

Porcentaje total de mujeres como directivos relevantes: 25

Porcentaje total de hombres como consejeros: 92

Porcentaje total de mujeres como consejeros: 8

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 Desarrollo, Equidad y Diversidad que preside el Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Capital Humano, 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 beneficiarios de más del 10% del capital social de la emisora [Miembro]

Banco Nacional de México, S.A. Integrante del Grupo Financiero Banamex	
Participación accionaria (en %)	28.1
Información adicional	

Accionistas que ejerzan control o poder de mando[Miembro]

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V.	
Participación accionaria (en %)	66.4
Información adicional	

Estatutos sociales y otros convenios:

DESCRIPCION DEL CAPITAL Y LOS ESTATUTOS DE LA COMPANIA

d)Estatutos sociales y otros convenios

A continuación se incluye una descripción del capital social 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 20 de febrero de 2013. Con fecha 1º 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 Ley del Mercado de Valores 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, encontrándose disponibles para consulta en la página de Internet de esta última, www.bmv.com.mx.

La duración de la Compañía es indefinida. La Compañía es una sociedad controladora que realiza todas sus operaciones a través de sus subsidiarias.

Capital social

En virtud de que la Compañía es una sociedad de capital variable, su capital debe tener una parte mínima fija y puede tener una parte variable. A la fecha de este Reporte, el capital en circulación de la Compañía está representado por 1,534'023,812 acciones ordinarias Serie Única, nominativas, sin expresión de valor nominal, de las cuales 5,000 corresponden a la parte fija Clase I y 1,534'018,812 corresponden a la parte variable Clase II. Las acciones de la Compañía son de libre suscripción y, por tanto, pueden ser suscritas y pagadas o adquiridas por inversionistas tanto mexicanos como extranjeros.

Variaciones en el capital social en los últimos tres años

En los últimos tres años el único aumento de capital fue aprobado en la asamblea general extraordinaria de accionistas de fecha 7 de octubre de 2016, en donde se aprobó aumentar el capital social de la Compañía por la cantidad de MXN\$3,800 millones y la emisión de hasta 380'000,000 de acciones ordinarias, nominativas de la Clase II que fueron ofrecidas y colocadas en su totalidad en la oferta pública subsecuente de la Compañía.

Derechos de voto y asambleas de accionistas

Todas las acciones de la Compañía confieren derechos de voto plenos. Cada acción confiere a su titular el derecho a un voto en las asambleas de accionistas.

De conformidad con los estatutos sociales de la Compañía, las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Son asambleas ordinarias las que se reúnen para tratar cualquier asunto que no esté reservado a la asamblea extraordinaria. La Compañía debe celebrar una asamblea ordinaria cuando menos una vez al año, dentro de los cuatro meses siguientes al cierre de cada ejercicio, con el objeto de aprobar, entre otras cosas, sus estados financieros, el informe del Consejo de administración sobre dichos estados financieros, el nombramiento de los miembros del consejo y los emolumentos de los consejeros.

Son asambleas extraordinarias las que se reúnen para tratar, entre otros, cualquiera de los siguientes asuntos:

- i. la prórroga de la duración de la Compañía;
- ii. su disolución voluntaria;
- iii. el aumento o la disminución de su capital social;
- iv. su cambio de objeto o nacionalidad;
- v. la transformación, fusión o escisión de la Compañía;
- vi. la amortización de acciones o la emisión de acciones preferentes;
- vii. la amortización de acciones con cargo a las utilidades repartibles;
- viii. la emisión de bonos, obligaciones, valores de deuda o capital o cualesquiera otros instrumentos;
- ix. la cancelación de la inscripción de las acciones de la Compañía en el RNV o en cualquier bolsa de valores en la que se coticen;
- x. la reforma de los estatutos sociales de la Compañía; y
- xi. cualquier otro asunto que de conformidad con la ley o los estatutos de la Compañía deba ser aprobado por la asamblea general extraordinaria.

Las asambleas de accionistas deben celebrarse en el domicilio social de la Compañía, es decir, en la ciudad de Tijuana, Baja California. Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas por el presidente del Consejo de administración, el presidente del comité de auditoría, el presidente del comité de prácticas societarias, el secretario del consejo o un juez competente. Además,

cualesquier accionista o grupo de accionistas que represente al menos el 10% del capital en circulación, puede solicitar que el Consejo de administración, el comisario o el comité de prácticas societarias convoquen una asamblea de accionistas para tratar los asuntos indicados en su petición.

Las convocatorias para las asambleas de accionistas deben publicarse en el Sistema Electrónico de Publicaciones de Sociedades Mercantiles de la Secretaría de Economía, por lo menos con 15 días de anticipación a la fecha fijada para la asamblea. Las convocatorias deben incluir el lugar, la hora y el orden del día para la asamblea y estar firmadas por quien las haga. La información relativa a los asuntos incluidos en el orden del día debe mantenerse a disposición de los accionistas desde la fecha de publicación de la convocatoria hasta la fecha de la asamblea respectiva.

Para ser admitidos a las asambleas, los accionistas deben presentar la constancia de depósito de sus acciones en una institución financiera, casa de bolsa o institución de depósito, a más tardar el día anterior a la fecha de la asamblea. Contra la entrega de dichas constancias, la Compañía expedirá un pase de admisión a la asamblea. Los accionistas pueden hacerse representar en las asambleas por uno o varios apoderados que cuenten con poder general o especial para dicho efecto o sean designados a través de los formatos proporcionados para dicho efecto por la Compañía, mismos que estarán disponibles durante el plazo de 15 días anterior a la asamblea.

Quórum

Para que las asambleas ordinarias se consideren legalmente reunidas en virtud de primera convocatoria, deben estar representadas cuando menos la mitad más una de las acciones en circulación con derecho a voto; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de la mayoría de las acciones representadas en la asamblea. Las asambleas ordinarias que se reúnan en virtud de segunda convocatoria se consideran legalmente instaladas cualquiera que sea el número de acciones representadas; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de la mayoría de dichas acciones.

Para que las asambleas extraordinarias se consideren legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, deben estar representadas cuando menos el 75% de las acciones en circulación; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de cuando menos la mitad más una de las acciones en circulación con derecho a voto. Las asambleas extraordinarias que se reúnen en virtud de segunda o ulterior convocatoria se consideran legalmente instaladas cuando si están representadas cuando menos la mitad más una de las acciones en circulación; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de cuando menos el 50% de las acciones en circulación con derecho a voto.

Se requerirá el voto favorable de las acciones con o sin derecho de voto que representen cuando menos el 95% del capital social para resolver y solicitar a la CNBV la cancelación del registro de las acciones en el RNV, en los términos que señala la LMV y demás disposiciones aplicables.

Dividendos y distribuciones

Por lo general, durante la asamblea general ordinaria anual el Consejo de administración presenta los estados financieros auditados de la Compañía por el año anterior, para su aprobación por los accionistas. Una vez aprobados dichos estados financieros, los accionistas determinan la forma en que se aplicará el resultado neto del año. De conformidad con la ley, antes de efectuar cualquier pago de dividendos la Compañía debe separar cuando menos el 5% de sus utilidades anuales para constituir una reserva legal, hasta que el importe de dicha reserva equivalga al 20% de su capital pagado. Además, los accionistas pueden separar otras cantidades para constituir otras reservas, incluyendo una reserva para la adquisición de acciones propias. El remanente, en su caso, podrá distribuirse en forma de dividendos, siempre y cuando se hayan cubierto previamente las pérdidas de ejercicios anteriores, si las hubiere.

Todas las acciones en circulación a la fecha de decreto de un dividendo u otra distribución, tienen derecho a participar de dicho dividendo o distribución. Los dividendos en efectivo correspondientes a las acciones depositadas en Indeval se distribuyen a través de dicha institución. Los dividendos en efectivo correspondientes a las acciones amparadas por títulos físicos se pagan contra la entrega del cupón correspondiente. Véase la sección “Dividendos y política de dividendos.”

Aumentos y disminuciones del capital

El capital fijo de la Compañía puede aumentarse o disminuirse por resolución de la asamblea general extraordinaria de accionistas, con la consiguiente reforma de sus estatutos sociales. La parte variable del capital puede aumentarse o disminuirse por resolución de la asamblea ordinaria, sin necesidad de reformar los estatutos.

De conformidad con lo dispuesto por la Ley General de Sociedades Mercantiles, los aumentos y disminuciones en las partes tanto fija como variable del capital de la Compañía deben inscribirse en el libro de registro de variaciones de capital mantenido por la misma para dicho efecto. Las actas de las asambleas en las que se apruebe cualquier aumento o disminución del capital fijo deben protocolizarse ante notario e inscribirse en el Registro Público de Comercio. Salvo en ciertos casos excepcionales, la Compañía no puede emitir nuevas acciones sino hasta que todas las acciones previamente emitidas estén totalmente pagadas.

Adquisición de acciones propias

La Compañía puede adquirir sus propias acciones, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones y requisitos:

- Todas las adquisiciones deben efectuarse a través de la BMV;
- Las acciones deben adquirirse a su precio de mercado, a menos que la CNBV haya autorizado su adquisición mediante oferta pública o subasta;
- Las acciones adquiridas se cargan al capital contable sin necesidad de reducir el capital social, o bien, al capital social de la Compañía; y las acciones adquiridas se conservan en la tesorería. La adquisición de acciones propias por la Compañía no requiere el consentimiento de los accionistas;
- La Compañía deberá revelar al público el número de acciones adquiridas y el precio pagado por las mismas;
- La asamblea general ordinaria anual de accionistas debe determinar el monto que podrá destinarse a la adquisición de acciones propias durante cada ejercicio;
- La Compañía debe estar al corriente en el pago de cualesquiera instrumentos de deuda emitidos por la misma y que se encuentren inscritos en el RNV;
- Toda adquisición de acciones propias deberá apegarse a lo dispuesto por el artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores; y
- La Compañía debe mantener en circulación un número de acciones suficiente para cumplir con los volúmenes mínimos de operación exigidos por los mercados en los que se coticen dichas acciones.

En tanto las acciones adquiridas de conformidad con lo anterior pertenezcan a la Compañía, ésta no puede ejercer los derechos, patrimoniales o de voto, correspondientes a las mismas; y dichas acciones no se consideran en circulación para efectos de determinar si existe quórum o contar los votos en las asambleas de accionistas que se celebren durante dicho período.

Adquisición de acciones por parte de las subsidiarias

Las subsidiarias de la Compañía no pueden adquirir directa o indirectamente las acciones de esta última salvo para efectos de algún plan de opción de compra de acciones establecido en favor de sus empleados de conformidad con lo dispuesto por la Ley del Mercado de Valores.

Amortización

Sujeto a la aprobación de la asamblea general extraordinaria de accionistas, la Compañía puede amortizar las acciones representativas de su capital social mediante (1) la disminución de su capital o (2) la aplicación de utilidades acumuladas. En caso de amortización mediante la disminución del capital social, la amortización se lleva a cabo en forma proporcional entre todos los accionistas. Las amortizaciones con utilidades retenidas pueden llevarse a cabo (a) mediante oferta pública de adquisición a través

de la BMV, al precio de mercado vigente, (b) en forma proporcional entre todos los accionistas o (c) mediante selección por lote, si la amortización no se efectúa con base en el precio de mercado vigente.

Disolución y liquidación

En caso de disolución de la Compañía, la asamblea general extraordinaria de accionistas nombrará uno o varios liquidadores para que concluyan los asuntos de la misma. Todas las acciones que se encuentren totalmente pagadas en la fecha de disolución tendrán derecho a participar proporcionalmente en cualquier distribución que se efectúe con motivo de la liquidación.

Inscripción y transmisión de las acciones

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley del Mercado de Valores y las disposiciones emitidas por la CNBV, la Compañía ha solicitado la inscripción de sus acciones en el RNV. Las acciones de la Compañía están amparadas por títulos nominativos que se mantienen depositados en Indeval. Los accionistas únicamente pueden mantener sus acciones bajo la forma de inscripciones en los registros mantenidos para dicho efecto por las entidades que participan en Indeval. Indeval es el titular oficial de todas las acciones de la Compañía. Las entidades autorizadas para mantener cuentas en Indeval incluyen a las casas de bolsa, los bancos y otras instituciones financieras mexicanas y extranjeras autorizadas por la CNBV. De conformidad con lo dispuesto por la ley, la Compañía únicamente reconocerá como accionistas y permitirá ejercer los derechos correspondientes a sus acciones, a quienes se encuentren inscritos como tales en su registro de accionistas y a quienes cuenten con constancias de depósito expedidas por Indeval, acompañadas de las constancias expedidas por los participantes respectivos. Todas las transmisiones de acciones se efectuarán a través de los registros mantenidos por Indeval.

Derechos del tanto

De conformidad con la ley y los estatutos de la Compañía, salvo en los casos mencionados en el siguiente párrafo, los accionistas gozan de un derecho del tanto para suscribir las nuevas acciones que se emitan o los aumentos de capital que se decreten. En términos generales, en el supuesto de que la Compañía emita nuevas acciones todos los accionistas tendrán derecho a suscribir el número de nuevas acciones que resulte necesario para mantener sus mismos porcentajes de participación accionaria. Los accionistas deben ejercer sus derechos del tanto dentro del plazo establecido para dicho efecto por la asamblea que apruebe la emisión de las acciones respectivas, que no puede ser inferior a 15 días contados a partir de la fecha de publicación del aviso de aumento de la emisión el Diario Oficial de la Federación y en uno de los periódicos de mayor circulación en la Ciudad de México, Ciudad de México.

De conformidad con la ley, los accionistas no pueden renunciar por adelantado a sus derechos del tanto y dichos derechos no pueden estar amparados por un título negociable en forma independiente del título de acciones correspondiente. Los accionistas no tienen derechos del tanto respecto de (1) las acciones emitidas con motivo de una fusión, (2) las acciones emitidas con motivo de la conversión de valores convertibles emitidos por resolución de la asamblea de accionistas, (3) las acciones emitidas con motivo de la capitalización de alguna partida del balance general, (4) la colocación de acciones de tesorería previamente adquiridas por la Compañía a través la BMV, y (5) las acciones emitidas para su colocación mediante oferta pública en términos del artículo 53 de la Ley del Mercado de Valores, que permite que las emisoras ya inscritas realicen ofertas públicas subsecuentes sin necesidad de ofrecer a sus accionistas el derecho del tanto, si la emisión de las acciones respectivas fue aprobada por la asamblea de accionistas.

Derechos de los accionistas minoritarios

De conformidad con lo dispuesto por la Ley del Mercado de Valores y la Ley General de Sociedades Mercantiles, los estatutos de la Compañía contienen varias disposiciones para proteger a sus accionistas minoritarios. Dichas disposiciones establecen que los accionistas que representen, en lo individual o en su conjunto, cuando menos el 10% de las acciones con derecho a voto (incluyendo cualesquiera acciones de voto limitado o restringido) tienen derecho de:

- a. Solicitar que se convoque una asamblea de accionistas;

- b. Solicitar el aplazamiento de la votación sobre cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados; y
- c. Nombrar y remover a un consejero y su respectivo suplente.

Además, los accionistas que representen, en lo individual o en su conjunto, cuando menos el 20% del capital social pueden oponerse a cualquier resolución adoptada por la asamblea de accionistas y obtener la suspensión de la ejecución de dicha resolución por un juez competente, siempre y cuando (1) presenten su demanda dentro de los 15 días siguientes a la clausura de la asamblea respectiva, (2) la resolución impugnada sea violatoria de la ley o los estatutos de la Compañía, (3) dichos accionistas no hayan asistido a la asamblea o, de haber asistido, hayan votado en contra de dicha resolución y (4) otorguen fianza para garantizar el pago de los daños ocasionados a la Compañía como resultado de la suspensión de dicha resolución, en el supuesto de que se dicte sentencia definitiva en contra de la demanda presentada por dichos accionistas. Sin embargo, cabe mencionar que estas disposiciones se han hecho valer en contadas ocasiones y, por tanto, no existe certeza en cuanto a las medidas que adoptaría el tribunal de conocimiento.

Asimismo, los accionistas que representen cuando menos el 5% del capital social pueden demandar la responsabilidad de cualquiera de los consejeros de la Compañía y el pago de los daños o perjuicios sufridos por la misma como resultado de la violación de sus deberes de diligencia o lealtad. La acción para demandar la responsabilidad de los consejeros caduca a los cinco años.

Disposiciones tendientes a evitar los cambios de control

La Compañía ha incluido en sus estatutos sociales disposiciones tendientes a impedir los cambios de control. Generalmente, estas disposiciones establecen umbrales para llevar a cabo una oferta pública de compra obligatoria inferiores a los descritos en “Ofertas Públicas” en la Sección “Información sobre el Mercado de Valores.”

Términos Definidos

Para efectos de estas disposiciones exclusivamente, los siguientes términos tendrán el significado que se señala a continuación:

“acciones” incluye las acciones representativas del capital social de la Compañía, cualquiera que sea su clase o serie, así como cualquier título, valor o instrumento que tenga como subyacente dichas acciones, que confiera algún derecho sobre o sea convertible en dichas acciones, incluyendo los instrumentos financieros derivados.

“Control”, “Controlar” o “Controlada” significa: (i) el ser propietario directa o indirectamente y junto con cualquier Persona Relacionada de la mayoría de las acciones ordinarias, con derecho a voto, representativas del capital social de una sociedad o de títulos o instrumentos que representen dichas acciones; o (ii) la facultad o posibilidad de nombrar, a la mayoría de los miembros del consejo de administración o al administrador de una persona moral, sociedad de inversión, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, ya sea directamente o indirectamente a través del ejercicio del derecho de voto que corresponda a las acciones o partes sociales propiedad de una Persona, de cualquier pacto en el sentido de que el derecho de voto que corresponda a acciones o partes sociales propiedad de algún tercero se ejerza en el mismo sentido en el que se ejerza el derecho de voto que corresponda a las acciones o parte sociales propiedad de la Persona citada o de cualquier otra manera; o (iii) la facultad de determinar, directa o indirectamente, las políticas y/o decisiones de la administración u operación de una persona moral, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa o de cualquier otra forma de asociación económica o mercantil.

“Participación del 20%” significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirecta a través de cualquier sociedad, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, del 20% o más de las acciones ordinarias con derecho a voto.

“Participación del 40%” significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirecta a través de cualquier sociedad, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, del 40% o más de las acciones ordinarias con derecho a voto.

“Persona Relacionada” significa cualquier persona física o moral, sociedad, sociedad de inversión, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa o cualquier otra forma de asociación económica o mercantil, o cualquier pariente por consanguinidad, afinidad o civil hasta el cuarto grado o cualquier cónyuge o concubinario, o cualquiera de las subsidiarias o afiliadas de todos los anteriores: (a) que pertenezca al mismo grupo económico o de intereses que la persona que pretenda adquirir acciones o sea una subsidiaria o una afiliada de esa persona; (b) que actúe o tenga la facultad de actuar de manera concertada con la persona que pretenda adquirir acciones; o (c) que tenga la facultad de influir en las inversiones que realice dicha persona.

General

Los estatutos de la Compañía establecen que, sujeto a ciertas excepciones, cualquier persona que, individualmente o en conjunto, con una o varias Personas Relacionadas pretenda adquirir directa o indirectamente por cualquier título acciones o derechos sobre acciones, ya sea en un acto o serie de actos sin límite de tiempo entre sí y no obstante el porcentaje de acciones mantenidas por una persona, individualmente o en conjunto con una o varias Personas Relacionadas con anterioridad a la adquisición, cuya consecuencia sea que su tenencia accionaria en forma individual o en conjunto con la Persona o Personas Relacionadas represente una participación igual o superior al 10% del total de las acciones, deberá (i) previamente obtener el consentimiento por escrito del Consejo de administración de la Compañía antes de llevar a cabo la operación de que se trate, y (ii) en los casos en que dicha adquisición resulte una Participación del 20%, una Participación del 40% o un cambio de Control en la Sociedad deberá de cumplir con los requisitos adicionales que más adelante se indican.

Cualquier adquisición de acciones sin la autorización requerida o, en contravención de las disposiciones antes citadas, incluyendo cualesquiera adquisiciones por parte de personas que ya tuvieren el carácter de accionistas de la Compañía, no será inscrita en el registro de acciones de la Compañía. En consecuencia, la persona cuya adquisición de acciones se considere en contravención a estas disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía no podrán ejercitar los derechos corporativos correspondientes a dichas acciones, incluyendo específicamente el derecho de voto. Adicionalmente, la persona que adquiera acciones en violación de lo previsto en los estatutos sociales, está obligada a enajenar las acciones objeto de la adquisición mediante una o varias operaciones en la BMV, en un plazo que no exceda de 90 días desde la fecha en que se hayan adquirido dichas acciones. Lo anterior, sin perjuicio de los derechos patrimoniales del adquirente mientras no haya enajenado las acciones objeto de adquisición.

Autorizaciones del Consejo de administración

El posible adquirente deberá obtener la autorización previa del Consejo de administración antes de realizar cualquiera de las transacciones descritas anteriormente. Para obtener dicha autorización, el posible adquirente deberá presentar al mismo una solicitud que incluya cierta información específica sobre la transacción, el adquirente y el origen de sus recursos. En caso de que el Consejo de administración no resuelva en sentido negativo o positivo en los plazos y forma establecidos en los estatutos de la Compañía, la solicitud de autorización se entenderá denegada.

Oferta pública de compra obligatoria en ciertas adquisiciones

Si el consejo de administración autoriza una adquisición de acciones cuya consecuencia sea la obtención de una Participación del 20% pero menor a una Participación del 40%, no obstante dicha autorización, la persona que pretenda realizar dicha adquisición deberá realizar una oferta pública de compra a un precio en efectivo no inferior al precio que resulte mayor de entre (i) el porcentaje de las acciones que pretenda adquirir, o (ii) 10% de las acciones de la Compañía, siempre que dicha adquisición no implique la obtención de una Participación del 40% o un cambio de Control en la Compañía. En el supuesto en que el consejo de administración apruebe una adquisición cuya consecuencia sea la obtención de una participación del 40% o que pueda tener como consecuencia un cambio de Control, no obstante dicha autorización, el adquirente deberá realizar una oferta pública de compra por el 100% de las acciones en circulación, a un precio en efectivo no inferior al precio que resulte más alto de entre (i) el

valor contable de la acción según el último estado de resultados trimestral aprobado por el consejo de administración, (ii) el precio de cierre más alto en la BMV durante los 365 días anteriores a la fecha de la autorización de la adquisición, o (iii) el precio de compra por acción más alto pagado en cualquier tiempo por dicho adquirente. Además, todos los accionistas deberán pagar el mismo precio de compra por las acciones cotizadas durante la oferta. Las disposiciones contenidas en los estatutos de la Compañía en cuanto a la obligación de realizar oferta pública de compra conforme a lo antes descrito, son más estrictas que las obligaciones previstas en la Ley del Mercado de Valores y en algunos casos difieren de estas últimas. En opinión de la Compañía, las disposiciones contenidas en sus estatutos sociales, que prevalecen sobre las contenidas en la Ley del Mercado de Valores, otorgan una mayor protección a los accionistas minoritarios.

Excepciones

Ciertas operaciones están exceptuadas de la aplicación de las disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía, incluyendo entre otras, las adquisiciones o transmisiones, directas o indirectas, de acciones por vía sucesoria, por personas que ejerzan el control de la Compañía (incluyendo transmisiones resultantes de un cambio de control de la persona o personas que ejerzan el control de la Compañía), adquisiciones o transmisiones por la Compañía, sus subsidiarias, sus subsidiarias o filiales, por algún fideicomiso constituido por la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias, o adquisiciones o transmisiones que el consejo de administración o la Asamblea de Accionistas exceptué mediante resoluciones adoptadas conforme a los estatutos, entre otras.

Inscripción de reformas a las disposiciones tendientes a evitar un cambio de control

Cualquier modificación a las disposiciones tendientes a evitar los cambios de control contenidas en los estatutos de la Compañía deberán inscribirse el Registro Público de Comercio del domicilio social de la Compañía.

Cancelación de la inscripción de las acciones en el RNV

En el supuesto de que la Compañía decida cancelar la inscripción de sus acciones en el RNV, o de que dicha inscripción sea cancelada por la CNBV, los accionistas que ejercen el control de la Compañía estarán obligados a realizar una oferta pública para adquirir la totalidad de las acciones pertenecientes al resto de los accionistas. En términos de la ley y los estatutos de la Compañía, los accionistas que ejercen el “control” de esta última son aquellos que son titulares de la mayoría de las acciones representativas de su capital, tienen la facultad de determinar el resultado de las votaciones durante las asambleas de accionistas, pueden nombrar o remover a la mayoría de los miembros del consejo de administración, gerentes u otros funcionarios equivalentes, o pueden determinar directa o indirectamente el sentido de la administración, las estrategias o las principales políticas de la Compañía.

De conformidad con lo dispuesto por la ley y los estatutos de la Compañía, en el supuesto de que los accionistas que ejercen el control de la Compañía no adquieran la totalidad de las acciones en circulación a través de la oferta antes citada, estarán obligados a constituir un fideicomiso por un plazo de cuando menos seis meses y a aportar a dicho fideicomiso mismo los fondos necesarios para adquirir todas las acciones que hayan permanecido en manos del público tras dicha oferta, al mismo precio de compra que las acciones adquiridas a través de la oferta.

El precio de oferta será el que resulte más alto de entre (1) el precio promedio ponderado de cotización de las acciones de la Compañía en la BMV durante el período de 30 días anterior a la fecha de oferta o (2) el valor en libros de dichas acciones según el último balance trimestral presentado ante la CNBV y la BMV. La cancelación de la inscripción de las acciones de la Compañía a petición de esta última estará sujeta a su aprobación por (a) la CNBV y (b) los titulares de cuando menos, el 95% de las acciones en circulación, reunidos en asamblea extraordinaria.

Otras disposiciones

Capital variable

La Compañía puede emitir acciones representativas de su capital fijo o de su capital variable. A diferencia de la emisión de acciones representativas de la parte fija del capital, la emisión de acciones representativas de la parte variable no requiere la modificación de los estatutos pero debe ser aprobada por el voto favorable de la mayoría de las acciones. Cualquier tenedor de acciones representativas del capital variable que desee ejercer su derecho de retiro de la aportación representada por dichas acciones, debe dar aviso por escrito de dicha circunstancia a la Compañía. El retiro surtirá efectos al final del ejercicio en curso, si la Compañía recibe dicho aviso dentro de los tres primeros trimestres del año; o al final del siguiente ejercicio, si el aviso se recibe durante el cuarto trimestre.

Pérdida de las acciones

De conformidad con lo exigido por la ley, los estatutos sociales de la Compañía establecen que los accionistas extranjeros se considerarán como mexicanos respecto de las acciones que adquieran y respecto de los bienes, derechos, concesiones, participaciones e intereses de los que sea titular la Compañía o que deriven de los contratos celebrados por la misma con el gobierno mexicano. Se considerará que los accionistas extranjeros se han obligado a no solicitar la protección de sus gobiernos bajo pena, en caso contrario, de pérdida de sus acciones en beneficio del gobierno mexicano. La ley exige que esta disposición se incluya en los estatutos de todas las sociedades, a menos que dichos estatutos prohíban la adquisición de acciones por inversionistas extranjeros.

Conflictos de interés

De conformidad con lo dispuesto por la Ley General de Sociedades Mercantiles los accionistas que en una determinada operación tengan un interés contrario al de la Compañía deberán abstenerse de cualquier deliberación al respecto. El accionista indirecto que viole dicha disposición será responsable de los daños causados a la Compañía si dicha operación no se hubiese aprobado sin su voto.

Derecho de separación

De conformidad con lo dispuesto por la Ley General de Sociedades Mercantiles, en caso de que la asamblea de accionistas apruebe el cambio de objeto o nacionalidad de la Compañía, o la transformación de la misma a otro tipo de sociedad, cualquier accionista que teniendo derecho a voto al respecto haya votado en contra de la resolución respectiva, tendrá derecho a separarse de la Compañía y obtener el reembolso de sus acciones a su valor en libros de conformidad con los últimos estados financieros aprobados por los accionistas, siempre y cuando ejerza dicho derecho dentro de los 15 días siguientes a la clausura de la asamblea en la que se haya adoptado dicha resolución.

Información adicional Administradores y accionistas

e)Otras prácticas de gobierno corporativo

Consejo de administración

El consejo de administración debe reunirse por lo menos una vez cada tres meses, pero puede celebrar sesiones extraordinarias siempre que lo considere necesario. Ver sección consejo de administración.

Código de Ética: Una Responsabilidad Personal

IEnova es la imagen de la conducta de su gente, por lo tanto cada uno de nosotros 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 somos 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 E.U. de 1977 (conforme a sus reformas); (v) el Sistema Nacional Anticorrupción y sus leyes secundarias; (vi) Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita (Ley contra el Lavado de Dinero) de México, y (vii) Código Penal Federal de México, en adelante, “Leyes Anticorrupción”.

Por lo tanto, IEnova requiere que sus trabajadores 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 de este Código.

Los trabajadores, 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 a ley, podría incluir el despido.

Los trabajadores 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 este documento, son de aplicación general para todos los empleados y funcionarios de la empresa sin distinción alguna de posición, cargo o título, por lo que se entenderá que los empleados, 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 presente Código de Ética.

Normas para la Toma de Decisiones Éticas

Comité de Ética

Para guiar al empleado en la aplicación del Código de Ética, cada sección del folleto 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 nuestras labores. Si se presentan dudas o situaciones nuevas no contempladas expresamente, pregúntese:

- ¿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 aún 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 01-800-062-2107

También puede dirigir sus comunicaciones al correo confidencial: ienova@lineadedenuncia.com o en la página web: lineadedenuncia.com/ienova.

Ambas 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.

Si así lo desea, también puede contactar de manera gratuita y anónima a la Línea Telefónica de Ética y Cumplimiento de nuestro accionista mayoritario Sempra 01-800-241-5689 o vía internet accediendo al sitio <https://iwf.tnwgrc.com/Sempra>

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, nuestra estrategia de sustentabilidad tiene como objetivo generar valor para nuestra empresa, accionistas, colaboradores, clientes y las comunidades a las que pertenecemos. 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 en materia de sustentabilidad son: publicar el sexto Informe de Sustentabilidad (GRI Standards, 30 indicadores auditados por Deloitte, Comunicación sobre Progreso (COP), informe al Pacto Mundial de las Naciones Unidas) y a partir de marzo de 2019, por quinto año consecutivo, formar parte del Índice de Precios y Cotizaciones (IPC) Sustentable de la Bolsa Mexicana de Valores. Adicionalmente, por quinto año se obtuvo la certificación *Great Place to Work*, así como el Distintivo Empresa Socialmente Responsable que otorga el Centro Mexicano para la Filantropía. Asimismo durante 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 operamos y a la conservación del medio ambiente. Durante 2018, a través de Fundación IEnova otorgamos donativos a 12 organizaciones con 24 proyectos y dos donativos en especie en doce ciudades de diez estados de la República Mexicana.

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 operamos.

Para mayor información de las acciones que estamos realizando en sustentabilidad, le invitamos a consultar nuestro Informe de Sustentabilidad 2018, disponible a partir del 31 de mayo de 2019 en www.ienova.com.mx

[429000-N] Mercado de capitales

Estructura accionaria:

No aplica.

Comportamiento de la acción en el mercado de valores:

COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN EN EL MERCADO DE VALORES

b)Comportamiento de la acción en el mercado de valores

Las acciones de la Compañía han cotizado en la BMV desde el 27 de marzo de 2013 bajo la clave de pizarra "IENOVA". Con anterioridad a dicha fecha, las acciones de la Compañía no cotizaban en ningún mercado de valores.

El precio de cierre de las acciones de la Compañía reportado por la BMV el 29 de marzo de 2019 fue de MXN \$78.01 por Acción. La siguiente tabla muestra los precios de cierre máximos y mínimos de las acciones de la Compañía reportados por la BMV para los periodos ahí indicados. Dichas cotizaciones representan los precios históricos entre los intermediarios y no reflejan ningún tipo de comisión y no representan necesariamente operaciones reales. A partir del 2 de septiembre de 2013, la acción de IEnova forma parte del IPC de la BMV.

Precio de la acción IEnova*, últimos cinco años:

Año	Precio máximo	Precio mínimo	Ultimo precio	Volumen promedio anual
2014	85.90	51.50	73.80	1,034,837
2015	77.78	69.04	92.12	1,139,929
2016	90.61	67.22	90.33	2,659,053
2017	106.96	83.60	96.45	1,946,066
2018	98.71	70.55	73.27	1,826,468

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

Precio de la acción IEnova*, por trimestres de los últimos tres años:

Año	Trimestre	Precio máximo	Precio mínimo	Ultimo precio	Volumen promedio trimestre
2016	Primero	75.43	69.92	70.63	1,066,654
	Segundo	77.03	67.22	77.03	1,712,142
	Tercero	79.51	71.8	75.8	1,150,464
	Cuarto	90.33	74.97	90.33	6,774,397
2017	Primero	93.01	83.60	89.22	2,268,024
	Segundo	97.13	85.07	96.77	2,019,100
	Tercero	102.54	93.42	101.96	1,575,750
	Cuarto	106.96	95.98	96.45	1,951,393
2018	Primero	98.71	88.66	88.92	1,799,719
	Segundo	93.37	78.07	88.64	2,231,754
	Tercero	94.02	85.46	92.99	1,314,469
	Cuarto	92.75	70.55	73.27	1,957,907

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

Precio de la acción IEnova*, por mes en los últimos seis meses:

Año	Mes	Precio máximo	Precio mínimo	Ultimo precio	Volumen promedio mensual
2018	Octubre	92.75	79.63	79.63	1,590,580
	Noviembre	85.18	70.90	77.46	2,577,806
	Diciembre	77.94	70.55	73.27	1,710,799
2019	Enero	80.80	72.02	75.09	2,251,966
	Febrero	76.85	69.93	74.13	1,734,605
	Marzo	78.31	73.00	78.01	1,717,266

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

De acuerdo con la constancia emitida por Indeval, durante el mes de abril de 2019 existen 188 accionistas registrados, excluyendo a los accionistas que mantienen sus acciones a través de intermediarios. El número actual de accionistas de la Compañía es superior al número de accionistas registrados, e incluye a los accionistas beneficiarios cuyas acciones son mantenidas a través de intermediarios. El número de accionistas registrados tampoco incluye a los accionistas que mantienen sus acciones a través de fideicomisos.

Denominación de cada formador de mercado que haya prestado sus servicios durante el año inmediato anterior

El 7 de junio de 2013, la Compañía anunció la celebración de un Contrato de Servicios de Formación de Mercado con Credit Suisse México, respecto de las acciones representativas del capital social de la Compañía. De conformidad con dicho contrato, Credit Suisse México se obligó con la Compañía a presentar, por cuenta propia, posturas de compra y de venta en firme de las acciones de la Compañía, para promover y aumentar la liquidez de las mismas, establecer precios de referencia y a contribuir a la estabilidad y continuidad de dichas acciones.

Tipo de valor: Acciones

Clave de Cotización (Emisora y Serie): IENOVA *

Código ISIN / CUSIP: MX01IE060002

El contrato establece que Credit Suisse México se compromete a mostrar posturas mínimas de MXN\$400,000.00 de compra y venta con un diferencial de 0.5%. Desde que Credit Suisse México empezó a ser formador de mercado de la Compañía se ha cerrado el spread de operación a menos del 0.5%. Los volúmenes de operación en promedio desde que Credit Suisse México fue contratado son de 1,602,803 acciones por día.

El 6 de diciembre de 2016, la Compañía anunció la terminación del Contrato de Servicios de Formación de Mercado con Credit Suisse México.

Identificación de los valores con los que operó el formador de mercado

No aplica.

Inicio de vigencia, prórroga o renovación del contrato con el formador de mercado, duración del mismo y, en su caso, la terminación o rescisión de las contrataciones correspondientes

No aplica.

Descripción de los servicios que prestó el formador de mercado; así como los términos y condiciones generales de contratación, en el caso de los contratos vigentes

No aplica.

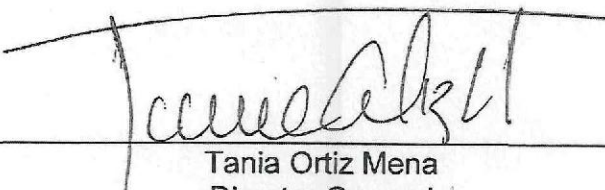
Descripción general del impacto de la actuación del formador de mercado en los niveles de operación y en los precios de los valores de la emisora con los que opere dicho intermediario

No aplica.

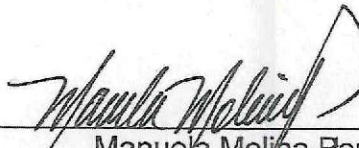
Los suscritos, Tania Ortiz Mena, Manuela Molina Peralta y René Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Director General, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas y Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento y Abogado General, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. ("IENOVA"), 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 2018.

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.

Atentamente,




Tania Ortiz Mena
Director General



Manuela Molina Peralta
Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas
Titular de Finanzas¹

4



René Buentello Carbonell
Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento y Abogado General
Titular Jurídico²

¹ Ejerce las funciones equivalentes a las de Director de Finanzas

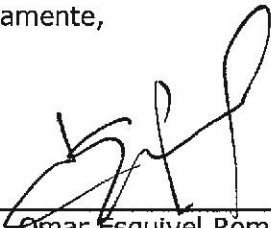
² Ejerce las funciones equivalentes a las de Director Jurídico

El suscrito manifiesta, bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. y Subsidiarias (la "Emisora") al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y por los años que terminaron en esas fechas, contenidos en el presente reporte anual, fueron dictaminados con fecha 19 de febrero de 2019, 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. Omar Esquivel Romero
Apoderado y Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

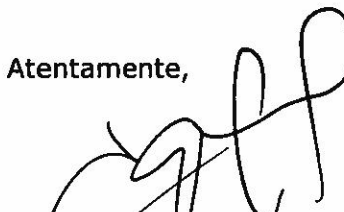


Al Consejo de Administración y Accionistas de
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

En los términos del artículo 39 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") 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 nuestro carácter de auditores externos de los estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 (los "Estados Financieros") de **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. y Subsidiarias (la "Emisora")**, manifestamos lo siguiente:

- I. Que expresamos nuestro consentimiento para que la Emisora incluya en el reporte anual 2018, el Informe de Auditoría Externa que al efecto emitimos.
- II. Que la información financiera comprendida en los Estados Financieros incluidos en el reporte anual 2018, así como cualquier otra información financiera comprendida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados Estados Financieros o del Informe de Auditoría Externa que al efecto presentamos, coincide con la información financiera auditada.

Atentamente,


C.F.C. Omar Esquivel Romero
30 de abril de 2019



[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

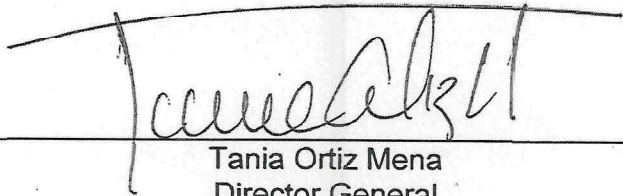
No aplica.

Nombre y cargo de personas responsables (PDF)

Los suscritos, Tania Ortiz Mena, Manuela Molina Peralta y René Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Director General, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas y Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento y Abogado General, respectivamente, de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. 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 2018.

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.

Atentamente,




Tania Ortiz Mena
Director General



Manuela Molina Peralta
Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas
Titular de Finanzas¹

4



René Buentello Carbonell
Vicepresidente Ejecutivo de Cumplimiento y Abogado General
Titular Jurídico²

¹ Ejerce las funciones equivalentes a las de Director de Finanzas

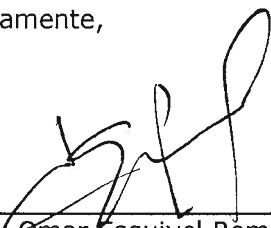
² Ejerce las funciones equivalentes a las de Director Jurídico

El suscrito manifiesta, bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. y Subsidiarias (la "Emisora") al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y por los años que terminaron en esas fechas, contenidos en el presente reporte anual, fueron dictaminados con fecha 19 de febrero de 2019, 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. Omar Esquivel Romero
Apoderado y Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazakí, Ruíz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

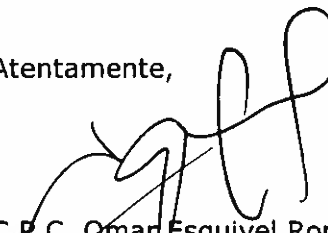


Al Consejo de Administración y Accionistas de
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

En los términos del artículo 39 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") 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 nuestro carácter de auditores externos de los estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 (los "Estados Financieros") de **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. y Subsidiarias (la "Emisora")**, manifestamos lo siguiente:

- I. Que expresamos nuestro consentimiento para que la Emisora incluya en el reporte anual 2018, el Informe de Auditoría Externa que al efecto emitimos.
- II. Que la información financiera comprendida en los Estados Financieros incluidos en el reporte anual 2018, así como cualquier otra información financiera comprendida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados Estados Financieros o del Informe de Auditoría Externa que al efecto presentamos, coincide con la información financiera auditada.

Atentamente,



C.F.C. Omar Esquivel Romero
30 de abril de 2019



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. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Financieros Consolidados
por los años que terminaron el 31 de
diciembre 2018, 2017 y 2016 e Informe
de los Auditores Independientes del 19 de
febrero de 2019

Índice de notas a los Estados Financieros Consolidados

Nota		Página
1	Información general y eventos relevantes	12
2	Principales políticas contables	28
3	Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres	46
4	Efectivo y equivalentes de efectivo	50
5	Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	50
6	Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables	51
7	Inventarios de gas natural	57
8	Arrendamientos financieros por cobrar	57
9	Otros activos	60
10	Inversión en negocios conjuntos	61
11	Combinaciones de negocios y adquisición de activos	68
12	Activos disponibles para la venta y operación discontinua	76
13	Crédito mercantil	77
14	Propiedad, planta y equipo, neto	78
15	Activos intangibles	80
16	Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	81
17	Beneficios a los empleados	81
18	Otros pasivos financieros	83
19	Otros pasivos	83
20	Provisiones	83
21	Bonos de carbono	85
22	Deuda a corto plazo	85
23	Deuda a largo plazo	86
24	Instrumentos financieros	89
25	Impuestos a la utilidad	100
26	Capital contable	104
27	Dividendos decretados	105
28	Información por segmentos	106
29	Ingresos por contratos con clientes	109
30	Ingresos por interés	113
31	Gastos de operación, administración y otros gastos	113
32	Otras ganancias (pérdidas), netas	114
33	Costos financieros	114
34	Depreciación y amortización	114
35	Utilidad por acción básica y diluida	115
36	Compromisos	115
37	Contingencias	128
38	Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas	130
39	Eventos posteriores a la fecha de reporte	136
40	Autorización de la emisión de los Estados Financieros	137
41	Oficinas registradas	137

Informe de los auditores independientes al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (la "Compañía" o "IEnova"), que comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, los estados consolidados de ganancias, los estados consolidados de ganancias y 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 posición financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 estos, 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.



Análisis de nuevos contratos y transacciones relevantes

Como se indica en la Nota 1.2 de los estados financieros consolidados, la Compañía realizó varias transacciones relevantes durante el año, algunas requieren la determinación de la contabilidad apropiada que puede tener implicaciones significativas para los estados financieros consolidados actuales y futuros con respecto al reconocimiento, valuación, presentación y revelación de la transacción particular. Las NIIF requieren que la Administración aplique su juicio para definir el tratamiento contable con guías específicas y limitadas de la industria. Un análisis requiere que la Compañía determine si necesita consolidar un proyecto; si el acuerdo contiene un arrendamiento, y si es así, su clasificación como financiero u operativo; si el contrato cumple con la exención de uso propio o la definición de un derivado (al que podría aplicar la contabilidad de coberturas) o si contiene derivados implícitos; o, si debe ser contabilizado bajo otro modelo, como un acuerdo de concesión. Ejemplos de tales transacciones relevantes incluyen contratos: por servicios de almacenamiento de líquidos, de suministro de electricidad, de concesión, de opciones de compra, y, por la adquisición de subsidiarias.

Nuestra auditoría enfatiza el control interno y la realización de procedimientos detallados de evaluación de riesgos para cada transacción a fin de determinar los aspectos relevantes del juicio para diseñar procedimientos de auditoría específicos. También involucramos a nuestros especialistas en contabilidad técnica.

Prueba de deterioro del crédito mercantil

Como se indica en la Nota 13 de los estados financieros consolidados, la Compañía mantiene un crédito mercantil de \$ 1,638 millones, originado principalmente por las compras de IEnova Pipelines y Ventika. La administración realizó la prueba anual de deterioro del crédito mercantil durante el cuarto trimestre, la cual usa supuestos de negocios y valuación que requieren juicio, incluyendo tasas de descuento, proyecciones de ingresos y costos a largo plazo. Los asuntos más relevantes probados en nuestra auditoría son los siguientes:

- La razonabilidad de la tasa de descuento
- La razonabilidad del valor razonable a través de distintas técnicas de valuación.

Nuestros procedimientos de auditoría se centraron principalmente en probar controles relevantes y procedimientos sustantivos sobre supuestos relevantes. Involucramos a un especialista interno en 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 que la Compañía está obligada a preparar conforme al Artículo 33 Fracción I, inciso b) del Título Cuarto, Capítulo Primero 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 (las Disposiciones). El Reporte Anual se espera esté disponible para nuestra lectura después de la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión de 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 el Reporte Anual, 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 emitiremos la leyenda sobre la lectura del informe anual, requerida en el Artículo 33 Fracción I, inciso b) numeral 1.2. de las 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 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 incorrección material, debida 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 una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones 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.



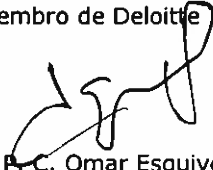
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización por la administración, de la norma contable de empresa en funcionamiento y, basándose 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. Omar Esquivel Romero
Ciudad de México, México
19 de febrero de 2019



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 2018	31 de diciembre 2017	31 de diciembre 2016
Activos circulantes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	4, 24	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918
Inversiones en valores a corto plazo	24	83	1,081	80
Arrendamiento financiero por cobrar	8, 24	9,809	8,126	7,155
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	5, 24, 29	153,649	94,793	100,886
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	45,043	24,600	12,976
Impuestos a la utilidad por recuperar	25	74,806	81,909	6,390
Inventario de gas natural	7	3,516	7,196	6,083
Instrumentos financieros derivados	24	9,474	6,130	6,913
Impuesto al valor agregado por recuperar		76,907	39,633	27,600
Bonos de carbono	21	5,936	—	—
Otros activos	9	9,695	10,327	9,289
Efectivo restringido	4, 24	23,342	55,820	51,363
Activos disponibles para la venta	12	—	148,190	191,287
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos circulantes		463,941	515,013	444,940
Activos no circulantes:				
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	646,297	493,887	104,352
Instrumentos financieros derivados	24	8,146	1,935	1,127
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 24	932,375	942,184	950,311
Impuestos a la utilidad diferidos	25	80,853	97,334	89,688
Inversión en negocios conjuntos	10	608,708	523,102	125,355
Otros activos	9	94,060	32,658	4,855
Propiedad, planta y equipo, neto	14, 28	4,086,914	3,729,456	3,614,085
Bonos de carbono	21	15,499	—	—
Activos intangibles	15	190,772	190,199	154,144
Crédito mercantil	13	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Efectivo restringido	4, 24	2,941	—	—
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos no circulantes		8,304,656	7,648,846	6,682,008
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos	28	\$ 8,768,597	\$ 8,163,859	\$ 7,126,948

(Continúa)

Pasivos y capital contable	Notas	31 de diciembre 2018	31 de diciembre 2017	31 de diciembre 2016
Pasivos circulantes:				
Deuda a corto plazo	22, 24	\$ 870,174	\$ 262,760	\$ 493,571
Cuentas por pagar	16, 24	99,757	72,638	94,566
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	310,696	544,217	260,914
Impuestos a la utilidad por pagar	25	63,044	3,384	13,322
Instrumentos financieros derivados	24	10,943	41,726	10,310
Otros pasivos financieros	18, 24	24,720	10,372	5,877
Provisiones	20	251	394	930
Otros impuestos por pagar		31,619	36,273	27,872
Bonos de carbono	21	6,354	—	—
Otros pasivos	19	28,073	19,631	28,861
Pasivos relacionados con activos disponibles para la venta	12	—	62,522	35,451
Total de pasivos circulantes		1,445,631	1,053,917	971,674
Pasivos a largo plazo:				
Deuda a largo plazo	23, 24	1,675,192	1,732,040	1,039,804
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	75,161	73,510	3,080
Impuestos a la utilidad diferidos	25	566,892	551,614	489,607
Bonos de carbono	21	14,826	—	—
Provisiones	20	61,903	67,210	51,035
Instrumentos financieros derivados	24	152,880	162,444	215,851
Beneficios a los empleados	17	7,643	6,537	5,586
Otros pasivos a largo plazo	19, 29	14,719	—	—
Total de pasivos a largo plazo		2,569,216	2,593,355	1,804,963
Total de pasivos	28	4,014,847	3,647,272	2,776,637
Capital contable:				
Capital social	26	963,272	963,272	963,272
Aportación adicional de capital	26	2,351,801	2,351,801	2,351,801
Acciones en tesorería	26	(7,190)	—	—
Otros resultados de pérdida integral		(104,105)	(114,556)	(126,658)
Utilidades retenidas		1,536,662	1,316,070	1,161,896
Total de capital contable participación controladora		4,740,440	4,516,587	4,350,311
Participación no controladora		13,310	—	—
Total de capital contable		4,753,750	4,516,587	4,350,311
Compromisos y pasivos contingentes	36, 37	—	—	—
Eventos posteriores a la fecha de reporte	39	—	—	—
Total de pasivos y capital contable		\$ 8,768,597	\$ 8,163,859	\$ 7,126,948

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
 Estados Consolidados de Ganancias
 (En miles de dólares estadounidenses, excepto por los montos de acciones)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2018	2017	2016
		(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)
Ingresos	24, 28, 29	\$ 1,368,555	\$ 1,222,905	\$ 767,089
Costo de ingresos		(385,791)	(331,846)	(270,885)
Gastos de operación, administración y otros gastos	31	(214,519)	(202,982)	(122,270)
Depreciación y amortización	14, 28, 34	(137,157)	(119,020)	(66,606)
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. ("TDM")	12	—	(63,804)	(136,880)
Ingresos por interés	28, 30	27,449	22,808	6,294
Costos financieros	28, 33	(122,879)	(73,501)	(21,092)
Otras ganancias (pérdidas), neto	32	8	(40,900)	773
Utilidad en remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación	11	—	—	673,071
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	25	535,666	413,660	829,494
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	(143,064)	(104,163)	(117,345)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	10, 28	37,984	44,677	42,841
Utilidad del año	28, 35	<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>	<u>\$ 754,990</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		430,592	354,174	754,990
Participación no controladora		(6)	—	—
		<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>	<u>\$ 754,990</u>
Utilidad por acción:				
Utilidad por acción básica y diluida	35	<u>\$ 0.28</u>	<u>\$ 0.23</u>	<u>\$ 0.61</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Consolidados de Ganancias y Otros Resultados Integrales

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2018	2017	2016
Utilidad neta del año	28, 35	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Partidas que no serán reclasificadas a resultados:				
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos	17	519	704	1,765
Impuesto a la utilidad diferido relativo a las ganancias actuariales en planes de beneficios definidos		(156)	(211)	(530)
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados		<u>363</u>	<u>493</u>	<u>1,235</u>
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados:				
Ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		7,688	4,586	(17,112)
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		(2,306)	(1,376)	5,133
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		7,665	3,270	35,308
Impuesto a la utilidad diferido relativo a las ganancias en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		(2,299)	(981)	(10,592)
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		(660)	6,110	(36,686)
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados		<u>10,088</u>	<u>11,609</u>	<u>(23,949)</u>
Otros resultados de utilidad (pérdida) integral del año		<u>10,451</u>	<u>12,102</u>	<u>(22,714)</u>
Total de utilidad integral del año		<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</u>	<u>\$ 732,276</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		441,043	366,276	732,276
Participación no controladora		(6)	—	—
		<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</u>	<u>\$ 732,276</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

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	Aportación adicional de capital	Acciones en tesorería	Otras partidas de pérdida integral	Utilidades retenidas	Total de la participación controladora	Participación no controladora	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2015		\$ 762,949	\$ 973,953	\$ —	\$ (103,944)	\$ 546,906	\$ 2,179,864	\$ —	\$ 2,179,864
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	754,990	754,990	—	754,990
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	—	—	1,235	—	1,235
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	1,235	—	(11,979)	—	(11,979)
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(11,979)	—	—	—	—
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	24,716	—	24,716	—	24,716
Total de (pérdida) utilidad integral del año		—	—	—	(36,686)	—	(36,686)	—	(36,686)
Emisión de acciones, neto		200,323	1,377,848	—	—	—	1,578,171	—	1,578,171
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(140,000)	(140,000)	—	(140,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	26	\$ 963,272	\$ 2,351,801	\$ —	\$ (126,658)	\$ 1,161,896	\$ 4,350,311	\$ —	\$ 4,350,311
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	354,174	354,174	—	354,174
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	493	—	493	—	493
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	3,210	—	3,210	—	3,210
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	2,289	—	2,289	—	2,289
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	6,110	—	6,110	—	6,110
Total de utilidad integral del año		—	—	—	12,102	354,174	366,276	—	366,276
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(200,000)	(200,000)	—	(200,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	26	\$ 963,272	\$ 2,351,801	\$ —	\$ (114,556)	\$ 1,316,070	\$ 4,516,587	\$ —	\$ 4,516,587
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	430,592	430,592	(6)	430,586
Participación no controladora adicional surgida en la adquisición de subsidiarias	11	—	—	—	—	—	—	13,094	13,094
Participación no controladora adicional en contribuciones de capital		—	—	—	—	—	—	222	222
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	363	—	363	—	363
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	5,382	—	5,382	—	5,382
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	5,366	—	5,366	—	5,366
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	(660)	—	(660)	—	(660)
Recompra de acciones ordinarias	26	—	—	(7,190)	—	—	(7,190)	—	(7,190)
Total de utilidad integral del año		—	—	(7,190)	10,451	430,592	433,853	13,310	447,163
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(210,000)	(210,000)	—	(210,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	26	\$ 963,272	\$ 2,351,801	\$ (7,190)	\$ (104,105)	\$ 1,536,662	\$ 4,740,440	\$ 13,310	\$ 4,753,750

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

[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		
		2018	2017	2016
Flujos de efectivo de actividades de operación:				
Utilidad del año	28, 35	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Ajustes por:				
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	143,064	104,162	117,349
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	10, 28	(37,984)	(44,677)	(42,841)
Costos financieros	28, 33	122,879	73,501	21,092
Ingresos por intereses	28, 30	(27,449)	(22,808)	(6,294)
Pérdida (ganancia) en baja de propiedad, planta y equipo		13,708	7,877	(4,233)
(Ganancia) pérdida por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		(1)	(60)	46
Pérdida por deterioro de TDM		—	63,804	136,880
Remediación de activos intangibles		—	—	(673,071)
Depreciación y amortización	14, 28, 34	137,157	119,020	66,606
Pérdida (ganancia) cambiaria, neta		6,103	37,028	(4,652)
(Ganancia) pérdida por valuación de instrumentos financieros derivados		(3,754)	6,715	(21,001)
		<u>784,309</u>	<u>698,736</u>	<u>344,871</u>
Movimientos en el capital de trabajo:				
(Incremento) disminución en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		(55,452)	(2,368)	5,741
Disminución (incremento) en inventarios de gas natural, neto		3,680	(1,113)	(1,455)
(Incremento) disminución en otros activos, neto		(14,220)	(4,204)	18,398
Incremento (disminución) en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, neto		5,134	12,546	(45,302)
(Disminución) incremento en provisiones, neto		(42,463)	(252)	16,249
Incremento (disminución) en otros pasivos, neto		1,088	(2,098)	20,348
Efectivo generado por actividades de operación		<u>682,076</u>	<u>701,247</u>	<u>358,850</u>
Impuestos a la utilidad pagados		<u>(57,090)</u>	<u>(115,013)</u>	<u>(118,552)</u>
Efectivo neto generado por actividades de operación		<u>624,986</u>	<u>586,234</u>	<u>240,298</u>

(Continúa)

		Por el año terminado el 31 de diciembre		
Notas	2018	2017	2016	
Flujos de efectivo de actividades de inversión:				
Adquisición de subsidiarias y activos, neto del efectivo adquirido	11	(19,954)	(147,638)	(1,512,248)
Aportaciones de capital en negocios conjuntos	10	(79,908)	(72,067)	(100,477)
Pago de contraprestación de las terminales marinas	1	(44,355)	(28,179)	—
Intereses recibidos		563	1,089	3,875
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo	14	(392,073)	(224,816)	(315,810)
Préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables		(134,661)	(505,997)	685
Cobros de préstamos a partes relacionadas no consolidables		42,275	8,152	8,262
Inversiones en valores a corto plazo		998	(1,001)	19,988
		<u>(627,115)</u>	<u>(970,457)</u>	<u>(1,895,725)</u>
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:				
Emisión de acciones de oferta pública		—	—	1,602,586
Costo de emisión de acciones		—	—	(34,877)
Intereses pagados		(85,046)	(75,661)	(35,785)
Préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	70,000	377,926	1,240,000
Pagos de préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	(312,032)	(46,702)	(1,369,600)
Pagos de préstamos adquiridos en la compra de subsidiaria	11	—	(95,839)	—
Préstamos obtenidos por líneas de crédito bancarias		916,757	897,000	805,000
Pagos de préstamos bancarios por líneas de crédito		(304,395)	(1,257,531)	(459,463)
Emisión de deuda internacional	23	—	840,000	—
Costos de emisión de deuda	23	—	(32,609)	(2,400)
Pagos por recompra de acciones	26	(7,190)	—	—
Pagos de Certificados Bursátiles ("CEBURES")	23	(102,069)	—	—
Dividendos pagados	27	(210,000)	(200,000)	(140,000)
		<u>(33,975)</u>	<u>406,584</u>	<u>1,605,461</u>
(Disminución) incremento neto en efectivo y equivalentes de efectivo		<u>(36,104)</u>	<u>22,361</u>	<u>(49,966)</u>
Incremento (disminución) en efectivo restringido		29,537	(4,457)	46,849
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año		37,208	24,918	40,377
Efectos por cambios en el valor del efectivo en moneda extranjera		21,040	(5,614)	(12,342)
		<u>51,681</u>	<u>37,208</u>	<u>24,918</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año		<u>\$ 51,681</u>	<u>\$ 37,208</u>	<u>\$ 24,918</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016
(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. B. de C. V. (“IEnova”) y Subsidiarias (en su conjunto, “IEnova o la Compañía”) han sido constituidas y tienen domicilio en México. Su matriz y última controladora es Sempra Energy (la Compañía “Controladora”), la cual está constituida y tiene su domicilio en los Estados Unidos de América (“Estados Unidos”). Su domicilio social y los lugares principales en donde opera se encuentran descritos en la Nota 41.

1.2. Eventos relevantes

1.2.1. Oferta Internacional (“Senior Notes”)

El 7 de diciembre de 2017, IEnova fijó el precio de dos emisiones de Senior Notes por un monto principal total de \$840.0 millones, las Senior Notes fueron ofrecidas y vendidas 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”).

Las Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch Ratings (BBB+), Moody's Corporation (“Moody's”) (Baa1) y Standard & Poor's Global Ratings (“S&P”) (BBB). La Compañía utilizó los recursos netos de la oferta para el pago de deuda a corto plazo y para fines corporativos generales.

Las Senior Notes no podrán ser ofrecidas o vendidas en México sin la autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”) de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores y todas 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.

El 14 de diciembre de 2017, la Compañía realizó la emisión de Senior Notes internacionales compuesta por un monto principal de \$300.0 millones con una tasa de 3.75 por ciento con vencimiento en 2028 y de un monto principal de \$540.0 millones con una tasa de 4.88 por ciento con vencimiento en 2048. (Ver Nota 23.f.).

1.2.2. Oferta Global

El 13 de octubre de 2016, la Compañía realizó la Oferta Global, en la cual la Compañía emitió 380,000,000 de acciones ordinarias con un valor de \$80.0 pesos por acción. Después de la Oferta Global, se ejerció la opción de sobreasignación de acciones, el capital variable representa aproximadamente el 33.57 por ciento de la participación de IEnova.

El total recaudado, neto de gastos e impuestos correspondientes, es de \$29,941.0 millones de Pesos Mexicanos (aproximadamente \$1.6 billones de Dólares), los recursos fueron utilizados para pagos del crédito puente a su parte relacionada Sempra Global (“SEG”), utilizado para la compra del 50.0 por ciento de la participación en IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V. (“IEnova Pipelines”) perteneciente a Pemex Transformación Industrial (“Pemex TRI”), para financiar parte de la adquisición del parque eólico Ventika, así como gastos de inversión de capital y propósitos corporativos en general. (Ver Nota 26.2.).

Como resultado de la Oferta Global, la Compañía recaudó \$30,400.0 millones de Pesos Mexicanos y los costos de emisión ascendieron a \$659.5 millones de Pesos Mexicanos (\$34.8 millones de Dólares) (Ver Nota 26.2.).

La Compañía con la finalidad de completar la transacción que se menciona en la Nota 1.2.8., contrató cuatro contratos forward de tipo de cambio con vencimiento en octubre de 2016. Los efectos de estos forwards fueron de \$3.4 millones, y fueron reconocidos en el Estado Consolidado de Ganancias en el rubro de otras ganancias y pérdidas.

1.2.3. Certificados bursátiles (“CEBURES”)

El 8 de febrero de 2018, la Compañía realizó un pago de principal por un monto de \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos históricos, relacionados con la segunda colocación pública de CEBURES. (Ver Nota 23.a.).

Para esta deuda con vencimiento en 2018, la Compañía intercambió la tasa variable en Pesos Mexicanos a una tasa fija en Dólares, intercambiando pagos de capital e intereses, la Compañía recibió \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos, pagando con esto, \$102.2 millones de Dólares. Este pago dio por terminado el instrumento de cobertura contratado así como el pasivo por CEBURES. (Ver Nota 23.a.).

1.2.4. Contratos de crédito.

El 21 de agosto de 2015, IEnova como deudor, contrató una línea de crédito revolvente por \$400.0 millones, con un grupo sindicado de cuatro bancos incluyendo Banco Santander (México), S. A. (“Santander”), Bank of Tokyo Mitsubishi (“Bank of Tokyo”), The Bank of Nova Scotia y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”). El crédito revolvente tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. El plazo de vencimiento es de doce meses, con opción de prorrogarse hasta por cinco años.
- iii. El financiamiento se utilizó para pagar y cancelar los créditos contraídos en 2014 con Santander y SMBC, así como para financiar capital de trabajo y para propósitos corporativos en general.

Reestructuración del contrato de crédito y nuevo contrato de crédito

El 22 de diciembre de 2015, la Compañía realizó un convenio modificatorio al contrato de crédito, en relación con el crédito de cuenta corriente no garantizado vigente con Banco Nacional de México Banamex, S. A., (“Banamex”), SMBC, como Agente Administrador, y las instituciones financieras, como prestamistas, (el “Contrato de Crédito”), con los que se acordó aumentar el monto de la línea de crédito disponible del Contrato de Crédito a una cantidad máxima de \$600.0 millones, partiendo del monto máximo previamente autorizado de \$400.0 millones. (Ver Nota 22.a.).

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía realizó un segundo convenio modificatorio, en relación con el contrato de crédito de cuenta corriente anteriormente mencionado, en el cual Bank of America, N. A. (“BofA”), BBVA Bancomer S. A., (“Bancomer”) Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer y Mizuho Bank LTD. (“Mizuho”), se unieron como nuevos prestamistas y en conjunto con los ya existentes, se acordó aumentar el monto de la línea del Contrato de Crédito a un máximo de \$1,170.0 millones, partiendo del máximo de \$600.0 millones previamente autorizados. (Ver Nota 22.a.).

1.2.5. Contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito standby (“LOCF”, por sus siglas en inglés)

El 22 de enero de 2018, con el fin de ser más eficiente en el proceso de emisión de cartas de crédito que son requeridas por entidades gubernamentales o terceros con quien contrate la Compañía, IEnova celebró, con un grupo sindicado de bancos integrado por Banamex, SMBC, Bancomer, Scotiabank Inverlat, S. A. (“Scotiabank”), Mizuho, BNP Paribas, S. A. y Santander, un contrato de crédito y

reembolso para la emisión de cartas de crédito, hasta por una cantidad de \$1,000.0 millones de Dólares que tendrá vigencia de cinco años.

- i. El acuerdo, entre otras cosas, permitirá a IEnova tener mayor agilidad en los procesos administrativos para la expedición o renovación de cartas de crédito y contar con un proceso único y homogéneo para la emisión de todas las cartas.
- ii. El LOCF y las cartas de crédito que se emitan al amparo de este contrato no constituyen deuda a cargo de IEnova.

1.2.6. Contrato de crédito revolving.

El 30 de noviembre de 2018 la Compañía, celebro un acuerdo de crédito en cuenta corriente con SEG por la cantidad de hasta \$320.0 millones, con vencimiento en el mes de agosto de 2020. Los fondos serán utilizados para capital de trabajo, inversiones y otros propósitos corporativos generales.

1.2.7. Plan de venta y comercialización de TDM

En febrero de 2016, la administración de la Compañía aprobó el plan de venta y comercialización de TDM, una planta termoeléctrica de gas natural con una capacidad de 625-Megawatts (“MW”), ubicada en Mexicali, Baja California, México.

1.2.7.1. Cambios en el plan de venta de TDM

El 1 de junio de 2018, la administración de la Compañía formalizó la decisión de suspender la venta de TDM, y los activos y pasivos que previamente se clasificaron como mantenidos para la venta se reclasificaron como disponibles para su uso, y se reanudó la depreciación. (Ver Nota 12.).

1.2.8. Acuerdo de compra de la participación remanente en IEnova Pipelines, (“anteriormente Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V”) de Petróleos Mexicanos (“Pemex”)

Con fecha 31 de julio del 2015, la Compañía anunció un acuerdo con Pemex para la compra del 50.0 por ciento de la participación accionaria de Pemex en IEnova Pipelines por un monto de \$1,325 millones. Los activos involucrados en la adquisición incluyen tres ductos de gas natural; un ducto de gas etano; un ducto de gas licuado petroleo (“GLP”) y una terminal de almacenamiento de GLP. Bajo los términos del acuerdo, Pemex y IEnova deben mantener su asociación existente en el proyecto del ducto Los Ramones II Norte a través de la compañía controladora del proyecto Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V. (“DEN”).

El 14 de septiembre de 2015, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas aprobó la compra del 50.0 por ciento de la participación accionaria de Pemex en IEnova Pipelines.

La resolución de la Comisión Federal de Competencia Económica (“COFECE”) en relación al acuerdo de compra de la participación restante en IEnova Pipelines de Pemex.

En diciembre de 2015, la COFECE rechazó la transacción de compra de la participación de Pemex en el capital de IEnova Pipelines en los términos propuestos. Las partes reestructuraron la transacción de manera que Pemex cumpla con lo establecido por la COFECE.

En julio de 2016, IEnova anunció que llegó a un acuerdo con Pemex TRI para reestructurar la operación de compra de la participación de Pemex en IEnova Pipelines que fue objetado por la COFECE en diciembre de 2015. Este acuerdo permitió que i) Pemex TRI satisficiera las condiciones impuestas por la COFECE en relación con su participación indirecta en los activos conocidos como Gasoducto San Fernando y el Ducto de GLP TDF y que ii) IEnova adquiriera la participación de Pemex TRI en IEnova Pipelines una vez que tales condiciones fueron satisfechas.

El 21 de septiembre de 2016, la COFECE autorizó a IEnova la adquisición del 50.0 por ciento del capital social de IEnova Pipelines (“adquisición de IEnova Pipelines”), la cual era propiedad de Pemex TRI.

El 26 de septiembre de 2016, se completó la adquisición de IEnova Pipelines a través de IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. ("IGH"), subsidiaria de IEnova, por lo tanto, la Compañía es ahora propietaria del 100 por ciento de las acciones de IEnova Pipelines. El precio final de la transacción fue de \$1,077.6 millones, neto del efectivo adquirido. El negocio conjunto entre IEnova Pipelines y Pemex TRI permaneció después de la adquisición como fue originalmente acordado, cada uno con una tenencia del 50.0 por ciento de las acciones de DEN. IEnova y Pemex TRI, a través de DEN, continuaron con su negocio conjunto en infraestructura energética, en la construcción del gasoducto Los Ramones Norte y potencialmente desarrollarán nuevos proyectos. Ver Nota 1.2.9. para el financiamiento de dicha transacción y ver Nota 1.2.11. para acuerdo de compra de DEN.

IEnova Pipelines ha sido incluida en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía desde la fecha de adquisición (26 de septiembre de 2016). (Ver Nota 11.1.).

1.2.9. Crédito puente para la adquisición de IEnova Pipelines

- a. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo con SEG, parte relacionada no consolidable, por un monto de \$800.0 millones. El préstamo tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. Dos meses de plazo.
- iii. Utilizado para financiar la adquisición de IEnova Pipelines.

En octubre 2016, la Compañía pagó el crédito puente.

- b. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo con Semco Holdco, S. de R. L. de C. V. ("SEMCO"), parte relacionada no consolidable, por un monto de \$350.0 millones. El préstamo tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. Dos meses de plazo.
- iii. Utilizado para financiar la adquisición de IEnova Pipelines.

En octubre de 2016, SEMCO compró acciones de IEnova; emitidas en la oferta pública de capital ("Oferta Global"). SEMCO adquirió 83,125,000 acciones, a un valor de \$80.0 Pesos Mexicanos por acción, el monto total de esta transacción fue de aproximadamente \$350.0 millones, equivalentes al monto de este préstamo, por lo tanto, SEMCO liberó a IEnova de la obligación de pago de este préstamo, como forma de pago de las acciones.

1.2.10. Acuerdo de adquisición del parque eólico Ventika

El 2 de septiembre de 2016, la Compañía acordó la adquisición de IEnova Ventika Holding, B. V. ("anteriormente, Fistera Energy Netherlands III, B. V."), IEnova Ventika Holding II, B. V. ("anteriormente, Fistera Energy Netherlands, IV B. V."), IEnova Ventika México, S. de R. L. de C. V. ("anteriormente, Fistera Energy México III, S. de R. L. de C. V."), IEnova Ventika México II, S. de R. L. de C. V. ("anteriormente, Fistera Energy México IV, S. de R. L. de C. V."), Ventika, S. A. P. I. de C. V., y Ventika II, S. A. P. I. de C. V. (en conjunto "Ventika"), un parque eólico con una capacidad instalada de 252-MW, localizado en el estado de Nuevo León, México. Ventika fue desarrollado en conjunto por Fistera Energy y Cementos Mexicanos, S. A. de C. V. La construcción fue terminada en diciembre del 2015 y comenzó operaciones comerciales en abril de 2016.

Esta transacción fue aprobada en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas el 7 de octubre de 2016.

En diciembre de 2016, la COFECE autorizó la adquisición del 100.0 por ciento Ventika. El 14 de diciembre de 2016, se completó esta adquisición a través de Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. ("CSJ"), subsidiaria de IEnova. El precio total de la transacción fue de \$434.7 millones más la adjudicación de una deuda por \$485.3 millones.

Los préstamos vencen en marzo de 2032 y devengan una tasa de interés fija equivalente a la tasa de oferta interbancaria de Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés) más un incremental que oscila entre el 3.03 por ciento al 3.93 por ciento, las cuales varían considerando los términos del préstamo. Para moderar la exposición en la tasa de interés asociado con la variabilidad de flujos de efectivo, Ventika contrató coberturas (“swap”) de tasa de interés flotante hasta por el 92.0 por ciento del monto total del préstamo.

Ventika ha sido incluida en los Estados Financieros Consolidados a partir de la fecha de adquisición (14 de diciembre de 2016). (Ver Nota 11.2.).

1.2.11. Acuerdo de compra de DEN

El 6 de octubre de 2017, la Compañía anunció el acuerdo para la adquisición de la participación de Pemex TRI en DEN.

El 10 de noviembre de 2017, la COFECE autorizó la transacción. El precio de compra pagado fue por \$164.8 millones (excluyendo \$17.2 millones de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos en la transacción) el cual incluye una deuda existente por \$95.8 millones y el monto de financiamiento proporcional del Gasoducto Los Ramones II Norte por \$289.0 millones. La deuda mencionada anteriormente no se consolida en los Estados Financieros Consolidados de IEnova.

Esta adquisición incrementa la participación indirecta de IEnova en el Gasoducto Los Ramones II Norte, de 25.0 por ciento a 50.0 por ciento, a través de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. (“TAG”).

Ver Notas 10.4., 10.5. y 11.3.

1.2.12. Constitución de fondo de compra de acciones propias

El 14 de junio de 2018, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo para dicho fin correspondiente al ejercicio anual 2018, un monto de hasta la cantidad de \$250.0 millones, cantidad que no excede el saldo total de las utilidades netas de la Compañía, incluyendo las retenidas, según dichas utilidades netas constan en los Estados Financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio anual de 2017, debidamente aprobados mediante Asamblea General Ordinaria de Accionistas, de fecha 27 de abril de 2018. (Ver Nota 26.).

1.2.13. Proyectos en desarrollo

a. Ducto Marino

En junio de 2016, Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V. (“IMG”), un negocio conjunto formado entre IEnova y TransCanada Corporation (“TransCanada”), en el cual TransCanada participa con el 60.0 por ciento de inversión en el capital y IEnova mantiene el 40.0 por ciento remanente de inversión en el capital; resultó ganador del proceso de licitación para la construcción de un gasoducto marino del Sur de Texas a Tuxpan; por lo que firmó con la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) un contrato de transporte de gas natural por 25 años. IMG será responsable del desarrollo, construcción y operación del ducto de 42 pulgadas de diámetro, con capacidad de 2,600 Millones de Pies Cúbicos por Día (“MMPCPD”) y una longitud aproximada de 800 Kilómetros (“km”). El proyecto requerirá de una inversión aproximada de \$2.4 billones, equivalente a \$1.0 billones, respecto el 40 por ciento de participación que tiene IEnova, el inicio de operaciones estimado será a principios del segundo trimestre de 2019. (Ver Nota 10.3.).

b. *Proyecto La Rumurosa Solar y Proyecto Tepezalá II Solar*

El 28 de septiembre de 2016, la Compañía, resultó ganadora de dos proyectos solares licitados por el Centro Nacional de Control de Energía (“CENACE”), El Complejo Solar la Rumorosa (“La Rumorosa”) y el Complejo Solar Tepezalá II (“Tepezalá II”), con una capacidad de aproximadamente 41 MW, ubicado en Baja California, México, y con una capacidad de aproximadamente 100 MW, ubicado en el estado de Aguascalientes, México, respectivamente. El proyecto Tepezalá II se desarrollará en conjunto con Trina Solar Holdings, B. V. (“Trina Solar”), quien tendrá el 10 por ciento de la participación en este proyecto.

La Compañía a través de sus subsidiarias será responsable del desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de estos proyectos, incluyendo la obtención de permisos, derechos, financiamientos y la adquisición de terrenos. La inversión estimada de estos proyectos es de \$150.0 millones y se estima que el inicio de operaciones comerciales sea en el primer trimestre del 2019 y segundo trimestre de 2019, respectivamente.

Trina Solar tiene la opción de vender su participación en el proyecto al final del periodo de construcción, antes del inicio de operación comercial.

c. *Proyecto 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, S. A. P. I. de C. V. para suministrarle energía, certificados de energía limpia y potencia generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora, México.

La Compañía será responsable de la total implementación del proyecto, incluyendo la obtención de los permisos, la adquisición de los terrenos y derechos de vía, la ingeniería, procura, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento.

La central solar fotovoltaica tendrá una capacidad de 110 MW. La inversión estimada para este proyecto es de \$115.0 millones. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el primer trimestre de 2019.

d. *Proyecto Terminal marina en Veracruz y terminales terrestres*

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 a lo establecido en las bases del concurso, la Compañía pagó una cuota inicial única 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 50.0 por ciento del monto total, el primer pago equivalente a \$500.0 millones de Pesos (\$28.2 millones de dólares) 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.

Con una inversión aproximada de \$170.0 millones, la terminal tendrá una capacidad de 2,100,000 barriles y se estima inicie operación en el cuarto trimestre de 2019.

Adicionalmente, la Compañía construirá y operará dos terminales de almacenamiento de productos refinados que estarán ubicadas estratégicamente en la zona de Puebla y la Ciudad de México y cuya capacidad inicial será de aproximadamente 650,000 barriles, cada una. Con una inversión aproximada de \$145.0 millones, las dos terminales terrestres entrarán en operación en el primer trimestre de 2020.

La Compañía será responsable de la implementación de los proyectos, incluyendo la obtención de los permisos, ingeniería, procura, construcción, operación, mantenimiento, financiamiento y prestación de los servicios.

El 29 de julio de 2017, la Compañía firmó 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 que serán construidas en Puebla y la Ciudad de México, por un periodo de veinte años, los contratos son denominados en dolares.

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 la Ciudad 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 \$500.0 millones de pesos (\$25.9 millones de dólares) 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 destinara exclusivamente para la construcción y operación de un patio ferroviario y sus vialidades respectivas y concluirá el 11 de junio de 2038.

e. *Central de generación eólica*

El 16 de Noviembre de 2017, IEnova a través de Energía Sierra Juárez 2 U. S., LLC., firmó un contrato de suministro de energía por 20 años con San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E"), parte relacionada no consolidable. El contrato se suministrará a través de una nueva central de generación eólica que se ubicará en el municipio de Tecate, en Baja California, México. El proyecto tendrá una capacidad de 108 MW y requiere una inversión aproximada de \$150.0 millones.

El desarrollo del proyecto está sujeto a la obtención de autorizaciones regulatorias, incluyendo de parte de la Public Utilities Commission de California y la Federal Energy Regulatory Commission de los Estados Unidos; así como a la obtención de diversas autorizaciones por parte de los acreedores y socios.

f. *Contrato a largo plazo para compraventa de energía eléctrica*

El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó un contrato con varias subsidiarias de El Puerto de Liverpool, S. A. B. de C. V. ("Liverpool"), por un plazo de 15 años, el cual incluye la compraventa de energía eléctrica, que será generada en una nueva planta de energía solar que se localizará en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México. La planta tendrá capacidad para suministrar a Liverpool y a otros grandes consumidores de energía. La Compañía desarrollará, construirá y operará el proyecto, con una capacidad de 125 MW y una inversión de \$130.0 millones aproximadamente, se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo semestre de 2019. (Ver Nota 11.4.).

g. *Terminal marina en Baja California, México*

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 capacidad inicial de almacenamiento será de un millón de barriles. La inversión será de aproximadamente \$130.0 millones. Se espera que la terminal inicie operación comercial en el cuarto trimestre del 2020.

El 12 de abril de 2018, 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 esta 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 valor razonable. Sin embargo, el valor razonable 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 valor razonable, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de valor razonable.

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 Estaciones y Servicios Energéticos, S. A. de C. V. (“BP”), subsidiaria de BP P. L. C. (“BP LC”), por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

h. *Terminal marina en Topolobampo, Sinaloa, México*

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 fluidos, durante 20 años.

La Terminal se localizará en Topolobampo, Sinaloa, México con una capacidad inicial de almacenamiento de un millón de barriles, para almacenar principalmente gasolina y diésel. Se espera la terminal tenga una inversión de alrededor de \$150.0 millones y que inicie operaciones comerciales en el cuarto trimestre del 2020.

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 (“Marathon”) 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 50.0 por ciento de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir hasta el 25.0 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 valor razonable. Sin embargo, el valor razonable 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 valor razonable, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de valor razonable.

De acuerdo a lo establecido las bases del concurso, la Compañía deberá cubrir una cuota inicial única en pesos como contra prestación por el derecho de construir, aprovechar y explotar la terminal marina en Topolobampo, pagadera en dos exhibiciones cada una de ellas por el 50.0 por ciento del monto total. El primer pago equivalente a \$350.5 millones de Pesos (\$18.4 millones de Dólares) fue realizado en julio de 2018.

i. *Terminal marina en Manzanillo, Colima, México*

El 26 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con Trafigura México, S. A. de C. V. (“Trafigura”) por 740 mil barriles, equivalentes al 50.0 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 localizara en Manzanillo, Colima, México. En su etapa inicial se espera que la terminal cuente con una capacidad de almacenamiento de 1.48 millones de barriles. Se estima una inversión en el proyecto de aproximadamente \$200.0 millones y se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, comience operaciones en el cuarto trimestre del 2020.

Como parte de los acuerdos, la Compañía también completó la adquisición del 51 por ciento del capital de ICM Ventures Holding B. V. (“ICM”), propietaria de los terrenos donde se construirá la terminal. Compañías afiliadas a Trafigura tienen el 49.0 por ciento de participación en el proyecto. (Ver Nota 11.6.).

j. *Proyecto de licuefacción de gas natural*

El 7 de noviembre de 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos con empresas afiliadas de Total S.A. y Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para la capacidad total de la primera fase del proyecto de gas natural licuado de Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (“ECA”) ubicado en Ensenada, Baja California, México.

La primera fase del proyecto consiste en un tren de licuefacción ubicado adyacente a la terminal de recibo de gas natural licuado (“GNL”), existente y que se espera producirá aproximadamente 2.4 millones de toneladas al año.

Los tres acuerdos preliminares para la primera fase del proyecto prevén que las partes negociarán y finalizarán acuerdos definitivos de compra-venta de gas natural licuado a 20 años. La decisión final de inversión para este proyecto está programada para el cuarto trimestre de 2019 con posibles primeras ventas de GNL en 2023.

k. *Contrato de compraventa de energía.*

El 17 de diciembre de 2018, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 15 años con Compañía Minera Autlán, S.A.B. de C.V., (“Autlán”), para suministrarle energía por 1,175MW, generada en una central solar fotovoltaica.

Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019.

1.2.14 *Otros asuntos*

a. *Reforma energética.*

El 20 de diciembre de 2013, el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética, el cual fue aprobado por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con la reforma se modifican los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, con lo que ahora se permite la inversión privada en los sectores de exploración y producción de hidrocarburos, petroquímica, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de productos petrolíferos y en transmisión y distribución de electricidad. El 11 de agosto de 2014 se promulgaron las leyes secundarias derivadas de la reforma y el 31 de octubre de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los reglamentos más relevantes de la misma. En 2015 y 2016, se realizaron implementaciones de esta reforma, la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) emitió una regulación particular en materia de gas natural, electricidad y energías renovables, en donde el Centro Nacional de Control del Gas Natural (“CENEGAS”) y el CENACE

comenzaron a funcionar como operadores independientes del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (“SISTRANGAS”), Sistema Nacional de Electricidad, Pemex y CFE tuvieron reestructuraciones corporativas importantes.

b. *Calificaciones crediticias*

El 30 de noviembre de 2017, S&P otorgó a la Compañía la calificación crediticia corporativa, en escala global de BBB, la perspectiva de esta calificación es estable y, Fitch Ratings otorgó a IEnova las calificaciones crediticias de largo plazo, en moneda local y extranjera de BBB+, la perspectiva de estas calificaciones es estable.

El 19 de noviembre de 2018, Fitch Ratings confirmó la calificación crediticia de BBB otorgada en 2017. S&P Global Ratings reafirmó la calificación crediticia corporativa a escala global de IEnova de BBB y revisó su perspectiva global de estable a negativa debido a una acción similar en Sempra Energy. Como resultado, la calificación crediticia local de IEnova cambió de AAA a AA+.

1.3 *Actividades*

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en dos segmentos operativos separados, Gas y Electricidad. Los montos identificados como Corporativo corresponden a IEnova como entidad controladora. (Ver Nota 28.).

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera o tiene participación en ductos de gas natural, GLP y un etanoducto, almacenamiento de GLN y GLP, 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 GNL en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL.

El segmento de Electricidad tiene en desarrollo proyectos de energía solar en México localizados en Baja California, Aguascalientes, Sonora y Chihuahua, además posee y opera una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de gas y una turbina de vapor en Baja California, México, también posee un parque eólico localizado en el estado de Nuevo León, México, además tiene participación en un proyecto de energía renovable, un negocio conjunto en Baja California, México, ambos proyectos de energía renovable utilizan los recursos eólicos para suministrar energía a clientes en México y en los Estados Unidos, respectivamente.

La Compañía desarrolla terminales marinas y terrestres para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales estarán ubicadas en Veracruz, Ciudad de México, Puebla, Baja California, Sinaloa y Colima, México.

La Compañía obtuvo la autorización correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) para la realización de estas actividades.

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.

1.3.1 *Segmento de Gas.*

Las subsidiarias de la Compañía incluidas a este segmento son:

- a. Ecogas México, S. de R. L. de C. V. (“ECO”) se dedica a la distribución y venta de gas natural para uso industrial, residencial y comercial en tres zonas de distribución: Mexicali (con servicio en la ciudad de Mexicali), Chihuahua (con servicio en las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (con servicio en las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango), mediante un sistema de ductos de aproximadamente 3,925 km de largo.

Durante 1996, 1997 y 1999, la CRE, otorgó los primeros permisos de distribución de gas natural a ECO en las zonas de distribución de Mexicali, Baja California, Chihuahua, Chihuahua y La Laguna-Durango, bajo las cuales ECO recibe, transporta, distribuye y vende gas natural a través de un sistema de ductos.

En mayo de 2009, la CRE aprobó el tercer plan quinquenal de ECO para las zonas de distribución de Chihuahua, Chihuahua y Mexicali, Baja California, y en junio de 2010 para la zona de distribución local de La Laguna, Durango. Adicionalmente, en 2016, la CRE autorizó el ajuste a las tarifas autorizadas para ser aplicadas en el plan de cinco años para las zonas de distribución local de Chihuahua, Chihuahua y La Laguna, Durango y en 2018 una actualización de tarifas de acuerdo al porcentaje de inflación anual. Los planes quinquenales no incluyen compromisos sobre un número mínimo de clientes. Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, ECO cuenta con aproximadamente 122,000, 120,000 y 119,000 clientes, respectivamente.

- b. Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. (“SDGN”) se dedica a prestar servicios administrativos y operativos a otras subsidiarias del grupo.
- c. IEnova Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. (“IGM”) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas, cuyas subsidiarias se dedican a la compresión, almacenamiento y transporte de gas natural y GLP, así como en la prestación de todo tipo de servicios relacionados con dichas actividades, incluyendo la coordinación, asesoría y supervisión para la construcción y desarrollo de proyectos de infraestructura energética.

Se dedica principalmente a la compresión de gas natural utilizando equipos de compresión ubicados en Naco, Sonora (también conocida como la Estación de Compresión Naco).

En 2001, IGM celebró un acuerdo con Pemex TRI para proveer servicios de compresión de gas natural por un periodo de 20 años. El contrato podrá ser prorrogado hasta por 5 años adicionales de mutuo acuerdo entre IGM y Pemex TRI.

- d. Gasoductos de Aguaprieta, S. de R. L de C. V. (“GAP”), subsidiaria de IEnova Gasoductos México, se constituyó el 4 de julio de 2001 y comenzó sus operaciones el 20 de noviembre de 2002. GAP se dedica principalmente al transporte de gas natural.

El 19 de julio de 2002, GAP obtuvo su permiso de transporte de gas natural otorgado por la CRE. La duración del permiso es de 30 años y es renovable cada 15 años.

El 28 de junio de 2002, GAP celebró un contrato por 25 años, para la transportación de gas con EPEMM, una parte relacionada hasta abril de 2010. El gasoducto inicia en la frontera de Arizona, Estados Unidos, y se extiende hasta la central termoeléctrica llamada “Naco-Nogales”, que es propiedad de Power and Energy Naco Nogales, S. A. de C. V., ubicada en Agua Prieta, Sonora, México.

Gasoducto Sonora: En octubre de 2012, GAP obtuvo dos contratos con la CFE para construir y operar un sistema de ductos de aproximadamente 835 km para transportar gas natural conectando el Noroeste Mexicano en los estados de Sonora y Sinaloa (“Gasoducto del Noroeste”, también conocido como “Gasoducto Sonora”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos.

El Gasoducto Sonora comprende dos segmentos; el primero (Sásabe-Guaymas), un ducto con una longitud de aproximada de 505 km y 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MMPCPD; y el segundo segmento (Guaymas-El Oro), un ducto con una longitud aproximada de 330 km y 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MMPCPD, el Gasoducto Sonora inició operaciones comerciales el 19 de mayo de 2017.

El 18 de agosto de 2014, la CFE otorgó el certificado de cumplimiento para el segmento de construcción Sásabe-Puerto Libertad. Los primeros 220 km, del primer segmento fueron puestos en operación en el cuarto trimestre de 2014, los siguientes 285 km del primer segmento (Puerto Libertad-Guaymas) se puso en operación durante el tercer trimestre de 2015.

La capacidad del Gasoducto Sonora esta contratada con la CFE bajo dos contratos de transporte por 25 años, denominados en dólares.

Gasoducto Ojinaga - El Encino: En diciembre de 2014, GAP suscribió el contrato de servicios de transporte de gas natural por un período de 25 años con la CFE. LA CFE contrató el 100 por ciento de la capacidad de transporte del Gasoducto Ojinaga por 1.4 billones de Pies Cúbicos por Día ("PCPD"). Un ducto de 42 pulgadas de diámetro, con aproximadamente 220 km de longitud. Este segmento inició operaciones comerciales el 30 de junio de 2017.

Gasoducto San Isidro - Samalayuca: Durante 2015, la Compañía a través de su subsidiaria GAP, fue declarada ganadora de un contrato de licitación por parte de la CFE de un contrato de servicio del transporte de gas natural a través de ductos, de San Isidro a Samalayuca en el estado de Chihuahua. Dicho proyecto consiste en la instalación de un sistema de transporte con capacidad de 3 billones de PCPD a través de un ducto de 23 km con una capacidad de 1,135 MMPCPD de gas natural. El sistema suministrará gas natural a la planta de generación de ciclo combinado Norte III, e interconectara con los siguientes sistemas: Gasoductos de Chihuahua, Gasoducto Tarahumara y el gasoducto Samalayuca-Sásabe. Este segmento inició operaciones comerciales el 31 de marzo de 2017. El vencimiento del contrato con la CFE es por 25 años.

Gasoducto Ramal Empalme: En mayo de 2016, IEnova celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural con la CFE por un período de 21 años, denominado en dólares, por el 100 por ciento de la capacidad de transporte del gasoducto Ramal Empalme, equivalente a 226 MMPCPD de gas natural con una longitud de 20 km. Este segmento inició operaciones comerciales el 24 de junio de 2017.

Gasoducto Rosarito, ("GRO") se dedica a la prestación de servicios de transporte de gas natural, sirviendo las necesidades energéticas de Baja California, México. GRO opera el sistema de transporte compuesto de tres ductos de gas natural (Rosarito Mainline, LNG Spur y Yuma Lateral) y dos estaciones de compresión de 32,500 Caballos de Fuerza ("HP", por sus siglas en inglés) situada en Baja California, México. La longitud total del sistema GRO es aproximadamente 302 km.

El sistema inicia en la interconexión con El Paso Natural Gas Co. gasoducto cercano a Ehrenberg, Arizona, Estados Unidos ("Gasoducto Bajanorte"), y termina en el sur de Tijuana, Baja California, México en la interconexión con el gasoducto de la Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V. ("TGN", compañía subsidiaria). La parte mexicana de la tubería comienza en la interconexión en Algodones con Gasoducto Bajanorte y viaja a través de Mexicali y Tecate, terminando en la interconexión con TGN. Estos tres gasoductos operan bajo permiso de transporte emitido por la CRE.

Rosarito Mainline: Este sistema fue puesto en servicio originalmente en agosto de 2002 para el suministro de gas natural de los Estados Unidos a varias centrales eléctricas y clientes industriales en el mercado de Baja California, México. Este sistema es un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro, con una longitud aproximada de 225 km y una capacidad de transporte de 534 MMPCPD.

LNG Spur: Este sistema se completó en mayo de 2008 y transporta gas natural a Rosarito Mainline para su entrega a las plantas de energía de Baja California, México. Este sistema es un gasoducto de 42 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 72 km y una capacidad de transporte de 2,600 MMPCPD.

Yuma Lateral: Este sistema fue la última incorporación a la red de gasoductos de GRO y fue puesto en servicio en marzo de 2010 para el transporte de gas natural a la frontera de Arizona, Estados Unidos. Este sistema es un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 5 km y una capacidad de transporte de 190 MMPCPD.

Con fecha efectiva del 1 de agosto de 2017, GRO se fusionó con Gasoductos de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. ("GAP"), subsistiendo GAP después de la fusión.

TGN se dedica al transporte de gas natural, de acuerdo con un permiso expedido por la CRE, a través de un gasoducto de 45 km de largo y 30 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de 940 MMPCPD. TGN se interconecta con el sistema de gasoductos GRO en el área de Tijuana, Baja California, México, y se extiende hacia el norte hasta interconectarse con San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E", parte relacionada no consolidable en Estados Unidos) en el sistema de Otay Mesa International en la frontera y al suroeste con la planta de energía de 1,300 MW de la CFE Presidente Juárez en Rosarito, Baja California, México. El sistema de gasoductos TGN fue puesto en servicio en junio de 2000. En mayo de 2008, comenzó operaciones una expansión de 19 km del sistema de TGN.

Con fecha efectiva del 1 de agosto de 2017, TGN se fusionó con GAP; subsistiendo GAP después de la fusión.

- e. IGH se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas.
- f. ECA posee y opera una terminal de regasificación y almacenaje de GNL ("Terminal GNL") en Ensenada, Baja California, México.

En 2007, ECA obtuvo todos los permisos de operación necesarios de los organismos reguladores mexicanos y sus operaciones comenzaron en mayo de 2008.

En diciembre de 2009, ECA terminó la construcción de una planta de inyección de nitrógeno para permitir a los clientes entregar GNL con un mayor rango de valor calorífico bruto. La planta de inyección de nitrógeno produce nitrógeno que puede mezclarse con gas natural cuando es necesario para reducir el contenido de calor para satisfacer las normas de calidad de ductos de gas en México y en Estados Unidos.

ECA firmó un acuerdo en firme de servicio de almacenamiento por 20 años con parte independientes por el 50 por ciento de la capacidad total de almacenamiento de la Terminal de GNL. El acuerdo comenzó en 2009.

- g. IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V. ("IEnova Marketing") provee servicios relativos a la compra-venta de GNL y gas natural. En mayo de 2008, IEnova Marketing comenzó a operar conjuntamente con ECA. Hasta esa fecha, las actividades de IEnova Marketing se enfocaron principalmente en la obtención de los permisos necesarios para operar.

En noviembre de 2009, IEnova Marketing firmó un acuerdo de suministro de gas natural con Sempra LNG International, LLC ("SLNGI"), en donde SLNGI acordó entregar y vender GNL a IEnova Marketing a partir del momento en que inició operaciones la Terminal GNL. En consecuencia, IEnova Marketing realizó un acuerdo de servicios de transporte y almacenamiento para comercializar el GNL.

Posteriormente, con fecha 1 de enero de 2013, SLNGI y IEnova Marketing celebraron un nuevo contrato para la compraventa, transporte y suministro de GNL, con fecha de vencimiento el 20 de agosto de 2029. La cantidad anual comprometida para entrega es de 188 millones de unidades térmicas británicas ("MMBtus", por sus siglas en inglés). De acuerdo con los términos del contrato, SLNGI será responsable de transportar todas las cantidades vendidas de GNL y entregadas a una terminal de recepción y, por su parte, IEnova Marketing realizará descargas de GNL del mismo punto para cumplir con sus compromisos de compra.

A partir del 28 de febrero de 2018, todos los usuarios finales que adquieran gas natural y cuyo consumo máximo anual sea mayor a 5,000 Gigajoules (“GJ”) deberán recurrir a permisionarios comercializadores para el suministro del mismo, dichos permisionarios comercializadores deberán contar con un permiso expedido por la CRE. Durante el periodo de enero a marzo de 2018, IEnova Marketing celebró 93 contratos de compra venta de gas natural con terceras partes que se encuentran localizadas en Mexicali, Chihuahua, Torreón y Durango. La mayoría de los clientes eran anteriormente consumidores de ECO. (Ver Nota 1.3.1.a.).

Al 31 de diciembre de 2018, IEnova Marketing tiene un total de 147 clientes nuevos derivados de del cambio en el reglamento emitido por la CRE.

- h. IEnova Pipelines presta servicios de transporte de gas natural y GLP a través de Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V. (“GdT”), Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V. (“GdN”) y TDF, S. de R. L. de C. V. (“TDF”), también proporciona servicios de almacenamiento para el suministro de GLP, mediante Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. (“TdN”, compañía controladora de “TDF”). Estas actividades están reguladas por la CRE. IEnova Pipelines también participa en el servicio de transporte de gas etano a través de Gasoductos del Sureste, S. de R. de L. de C. V. (“GdS”).

IEnova Pipelines cuenta con los siguientes permisos otorgados por la CRE los cuales contienen entre otros aspectos, las condiciones generales para la prestación del servicio, las listas de tarifas, el ingreso máximo y el trayecto de los gasoductos propuestos por las compañías. El programa de construcción y la inversión establecida en cada permiso deben ser desarrolladas por IEnova Pipelines. Adicionalmente, las regulaciones requieren una revisión de los ingresos máximos sobre los rendimientos cada cinco años y hacer ajustes cuando sea requerido de acuerdo a los ingresos y las listas de tarifas.

GdT - Gasoducto San Fernando: Este sistema totalmente bidireccional está integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una potencia total de 95,670 HP. Cuenta con una capacidad de transporte de aproximadamente 1,460 MMPCPD. Este sistema enlaza la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con la estación de compresión Los Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas. El único cliente de Gasoducto San Fernando es CENAGAS como cesionario de Pemex TRI, tiene contratada en base firme la totalidad de la capacidad de diseño y 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 tiene una vigencia inicial de 20 años contados a partir de 2003 y puede prorrogarse por periodos de cinco años a opción de CENAGAS.

IEnova Pipelines - Gasoducto Samalayuca: Este sistema está integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de operación de 400 MMPCPD. El Gasoducto Samalayuca entró en operación en 1997, fue el primer sistema privado de transporte de gas natural en México. El gasoducto inicia en el Ejido de San Isidro, en el estado de Chihuahua, termina en la planta de generación eléctrica Samalayuca de la CFE; y se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a Pemex TRI, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua. Los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los usuarios del Gasoducto Samalayuca representan el 50 por ciento de la capacidad instalada del sistema.

IEnova Pipelines - Estación de Compresión Gloria a Dios: Esta estación de compresión, que cuenta con una potencia de 14,300 HP, está instalada en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el gasoducto Ciudad Juárez - Chihuahua de Pemex TRI, en la localidad Gloria a Dios, Chihuahua. La Compañía tiene contratada hasta 2021 una capacidad de 60 MMPCPD, equivalente al 100 por ciento de la capacidad instalada de la estación, a través de un contrato de servicios de compresión y transporte en base firme con la CFE, que es el único cliente de la estación y cobra tarifas establecidas por la CRE.

En virtud de este contrato, la Estación Gloria a Dios proporciona servicios de compresión para la planta generadora Chihuahua II y transporta gas natural desde el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca con el gasoducto de Kinder Morgan en el cruce fronterizo con los Estados Unidos, entregando el gas comprimido en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el sistema de Pemex TRI.

TDF - Ducto de Gas LP: Este sistema de Gas LP está integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro que cuentan con una capacidad promedio diaria de transporte de 34,000 barriles diarios ("Bbld") de GLP, así como por una estación de bombeo instalada en las inmediaciones del punto de envío del ducto y de un punto de recepción que comprende dos esferas con una capacidad combinada total de 40,000 Bbld.

Este ducto, que fue el primer sistema de transporte privado de GLP 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. El actual contrato de servicio de transporte con Pemex TRI, en base firme, tiene vigencia hasta 2027.

TdN - Terminal de Gas LP de Guadalajara: En 2013 se finalizó la construcción de una instalación de almacenamiento de Gas LP cerca de Guadalajara, Jalisco de 80,000 Bbld. La instalación consiste en 4 esferas de almacenamiento, cada una con una capacidad de aproximadamente 20,000 Bbld, así como por 10 muelles de carga y un punto de interconexión con el sistema de transporte de Gas LP perteneciente a Pemex TRI. Se han celebrado contratos de servicios de almacenamiento por 15 años con Pemex TRI para utilizar la capacidad máxima de la terminal hasta el 2028.

GdN - Gasoducto Los Ramones I: Este sistema está integrado por aproximadamente 116 km de ductos de 48 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una capacidad total de 123,000 HP. El Gasoducto Los Ramones I transporta gas natural desde la región norte del Estado de Tamaulipas, frontera con los Estados Unidos a los puntos de interconexión con el Gasoducto Los Ramones II Norte y el sistema nacional de gasoductos en los Ramones, estado de Nuevo León. 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.

GdS - Etanoducto: Este ducto de etano, o etanoducto, de aproximadamente 224 km consta de tres segmentos. El primer segmento es de 20 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 52 MMPCPD. El segundo segmento es de 16/24 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 100 MMPCPD. El tercer segmento es de 20 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 106,000 Bbld. El Etanoducto provee 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 para el proyecto Etileno XXI, ubicada en el estado de Veracruz. Pemex TRI es el único cliente de este ducto conforme a un contrato de compra garantizada (take-or-pay) por 21 años. Este ducto, que inició operaciones en 2015, es el primero de su tipo en propiedad privada en México.

- i. DEN se dedica a proporcionar servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural denominado Gasoducto Los Ramones II Norte. Este contrato tiene una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. El Gasoducto Los Ramones II Norte inicio operaciones comerciales en febrero de 2016. DEN participa con el 50 por ciento de la tenencia accionaria de TAG, quien a su vez es accionista al 99.99 por ciento de TAG Pipelines Norte S. de R. L. de C. V. ("TPN"), propietaria del Gasoducto Los Ramones II Norte. El 16 de noviembre de 2017, IEnova completó la adquisición del 50 por ciento de interés de PEMEX en DEN, como resultado incrementó su participación indirecta de 25 por ciento al 50 por ciento en TAG. A partir de esta fecha, DEN es subsidiaria consolidable al 100 por ciento de IEnova. (Ver Nota 11.3.).

1.3.2 Segmento de Electricidad.

Las subsidiarias de la Compañía incluidas en este segmento son:

- a. TDM, una planta de generación de energía eléctrica de ciclo combinado a base de gas natural con capacidad de 625 MW, localizada en la ciudad de Mexicali, Baja California. En agosto de 2001, TDM recibió una resolución favorable por parte de la CRE para generar y exportar electricidad.

El 1 de enero de 2013 (con fecha efectiva del 1 de enero de 2012), Sempra Generation LLC (“SGEN”) y TDM firmaron un nuevo contrato comercial, en el cual 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 SGEN proporciona servicios de comercialización, programación y suministro a TDM.

En diciembre de 2016, este contrato fue cedido a SGPM. En abril de 2018, la Compañía firmó una adenda al contrato donde fue eliminado el cobro por colocación de venta de electricidad.

- b. En octubre de 2013, ESJ inició la construcción de la primera fase de 155 MW del proyecto de generación eólica, la cual está totalmente contratada por SDG&E y comenzó operaciones en junio de 2015. El proyecto ESJ está diseñado para proporcionar hasta 1,200 MW con la capacidad totalmente desarrollada. En junio de 2014, ESJ celebró un contrato por \$240.0 millones de préstamo para financiar la construcción del proyecto eólico. El vencimiento de este contrato es el 30 de junio de 2033.

El contrato de préstamo también contempla una carta de crédito por \$31.7 millones. ESJ también contrató una línea de crédito separada, denominada en pesos, por hasta \$35.0 millones de dólares para financiar el IVA del proyecto. El 23 de diciembre de 2015 ESJ pago y dio de baja la totalidad de la línea de crédito relacionada con el financiamiento del IVA. (Ver Nota 10.2.).

- c. En diciembre de 2016, la Compañía adquirió el 100 por ciento del capital social de Ventika. Un parque eólico ubicado en el estado de Nuevo León, aproximadamente a 56 km de la frontera con Estados Unidos. Cuenta con 84 turbinas y una capacidad de generación de 252 MW y se encuentra interconectada a la red de transmisión de CFE. Su ubicación cuenta con uno de los recursos eólicos más importantes del país. El parque eólico Ventika inició operaciones en abril de 2016; sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de compraventa de energía a 20 años, denominados en dólares.

1.3.3 Segmento Corporativo

El segmento Corporativo mantiene inversiones en transporte, distribución, almacenamiento, regasificación y comercialización de gas, así como la generación de energía en México. La Compañía desarrolla terminales marinas y terrestres para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados. Basado en la inversión significativa y el impacto en Liquid Terminals, los principales tomadores de decisión han decidido reclasificar retrospectivamente los saldos al 31 de diciembre de 2017, e incluir Liquid Terminals en el segmento corporativo de "Segmento de gas", considerando que es más apropiado incluir las operaciones y activos a este segmento. Los saldos al 31 de diciembre de 2016 no han sido reexpresados, como la inversión y operación en las terminales que comenzaron durante 2017, (Ver Nota 28).

- a. IEnova Holdco, S. de R.L. de C.V. (conocida anteriormente como Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V.) es una compañía tenedora que, principalmente, invierte en compañías afiliadas.
- b. Fundación IEnova, A. C., es una compañía que se estableció como una organización sin fines de lucro.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRS”, por sus siglas en inglés) 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 y revalúan a sus valores razonables al final de la fecha de reporte, como se explica en las políticas contables incluidas a continuación. (Ver Nota 11.).

a. Costo histórico

El costo histórico generalmente se basa en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

b. Valor razonable

El valor razonable (“fair value” o “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 valor razonable 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 valor razonable para propósitos de medición y/o revelación de estos Estados Financieros Consolidados se determina de forma tal, a excepción de las operaciones de arrendamiento que están dentro del alcance de la IAS 17, *Arrendamientos* y las valuaciones que tienen algunas similitudes con valor razonable, pero no es un valor razonable, 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 valor razonable se clasifican en Nivel 1, 2 ó 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del valor razonable en su totalidad, las cuales se describen a continuación:

- i. Nivel 1 se consideran precios de cotización (no ajustables) en un mercado activo para activos o pasivos idénticos que la compañía puede obtener a la fecha de la valuación;
- ii. Nivel 2 datos de entrada observables distintos de los precios de cotización del Nivel 1, que sean observables para activos o pasivos, sea directa o indirectamente, y
- iii. Nivel 3 considera datos de entrada no observables para activos o pasivos.

Información comparativa

Los Estados Financieros Consolidados proveen información comparativa respecto al periodo anterior. Además, la Compañía presenta información adicional al inicio del periodo anterior cuando hay una aplicación retrospectiva de una política contable, una reexpresión retrospectiva o una reclasificación de elementos en los Estados Financieros. En estos Estados Financieros Consolidados se revela información adicional de los segmentos por el año terminado al 31 de diciembre de 2017, debido a la reclasificación retrospectiva. (Ver Nota 28.).

Para efectos de informes de flujos de efectivo, los saldos de efectivo restringido ahora forman parte del efectivo y equivalentes de efectivo. En consecuencia, los cambios en efectivo restringido en 2017 y 2016 ya no se reportan como flujos de efectivo de actividades de inversión.

2.3. Consolidación de Estados Financieros

2.3.1. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados de IEnova incorporan los Estados Financieros de todas las entidades en las que mantiene control (sus subsidiarias). El control se obtiene cuando la Compañía:

- i. Tiene poder sobre la inversión;
- ii. Está expuesta, o tiene los derechos, a los rendimientos variables derivados de su participación con dicha entidad, y
- iii. Tiene la capacidad de afectar tales rendimientos a través de su poder sobre la entidad en la que invierte.

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.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se transfiere el control a la Compañía, y se dejan de consolidar desde la fecha en la que se pierde el control. Las ganancias y pérdidas de las subsidiarias adquiridas o vendidas durante el año se incluyen en los Estados Consolidados de Resultados y Otros Resultados Integrales ("ORI") desde la fecha que la tenedora obtiene el control o hasta la fecha que se pierde, según sea el caso.

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 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.

Todas las transacciones entre las compañías del grupo, ingresos, gastos y saldos se eliminan en su totalidad en la consolidación.

El porcentaje de participación de IEnova en el capital social de sus subsidiarias por el año terminado el 31 de diciembre 2018, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación 2018
<i>Segmento de Gas:</i>	
Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	100.00
PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. ("Fusionada en 2018 con IEnova Holdco, S. de R. L. de C. V. ")	100.00
Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos México, S. de R. L. de C. V.	100.00

Compañía	Porcentaje de participación 2018
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos e Infraestructura Marina, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gas, 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
Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V.	100.00
TDF, 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 Ingeniería, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos, 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 Petroleum Liquids Holding, B. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, LLC	100.00
Sempra Ecogas Holdings, LLC	100.00
IEnova Petrolíferos Holdings, 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
ECA Liquefaction, S. de R. L. de C. V.	100.00
Servicios Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
ICM Ventures Holding, B. V.	51.00
TP Terminals, S. de R.L. de C. V.	51.00
ECA Minority, S. de R. L. de C. V.	100.00
ECA LNG Holdings, B. V.	50.00
ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V.	100.00

Segmento de Electricidad:

Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias	100.00
Termoeléctrica U. S., LLC	100.00
Servicios Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V.	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.	100.00
Ventika II, S. A. P. I. de C. V.	100.00
ESJ Renovable I, S. de R. L. de C. V.	90.00

Compañía	Porcentaje de participación 2018
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
IEnova Renewable Holding II, 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 Certificado, S. de R. L. de C. V. (antes BC Transmisión, S. de R. L. de C. V.)	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

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 valor presente; cualquier fluctuación en su valor son reconocidos en los Estados Consolidados de Ganancias.

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 inmatrimales en su valor y que son mantenidas con fines distintos a la operación.

2.8. Inventarios de gas natural

El inventario de gas natural licuado 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

Los arrendamientos se clasifican como arrendamientos financieros siempre que las condiciones de los mismos transfieran sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien. Todos los demás arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos.

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

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros se reconocen como activos de la Compañía a su valor razonable, al inicio del arrendamiento, o si éste es menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en los Estados Consolidados de Posición Financiera como un pasivo por arrendamiento financiero.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados, a menos que puedan ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso se capitalizan conforme a la política contable de la Compañía para los costos de préstamos (ver Nota 2.18.). Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

Los pagos por rentas de arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo para reflejar más adecuadamente el patrón de consumo de los beneficios del activo arrendado. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

En el caso de que se reciban incentivos de renta por haber celebrado contratos de arrendamiento operativo, tales incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto por arrendamiento sobre una base de línea recta, salvo que otra base sistemática sea más representativa del patrón de consumo de los beneficios económicos del activo arrendado.

2.10. Inversiones en negocios conjuntos

Un negocio conjunto 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 negocios conjuntos 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 negocios conjuntos 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 negocios conjuntos.

Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de un negocio conjunto de la Compañía supera la participación de la Compañía en ese negocio conjunto (que incluye los intereses a largo plazo que, en sustancia, forman parte de la inversión neta de la Compañía en el negocio conjunto) 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 negocio conjunto.

Una inversión en un negocio conjunto se registra utilizando el método de participación desde la fecha en que la participada se convierte en un negocio conjunto. En la adquisición de la inversión en un negocio conjunto, el exceso en el costo de adquisición sobre la participación de la Compañía en el valor razonable 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 valor razonable 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 *Instrumentos financieros*: se aplican para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro con respecto a la inversión de la Compañía en un negocio conjunto. Cuando es necesario, se prueba el deterioro del valor en libros total de la inversión (incluyendo el crédito mercantil) de conformidad con IAS 36, *deterioro de activos* como un único activo, comparando su monto recuperable (mayor entre valor en uso y valor razonable 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 negocio conjunto, o cuando la inversión se clasifica como mantenida para la venta. Cuando la Compañía mantiene la participación en el negocio conjunto la inversión retenida se mide a valor razonable a dicha fecha y se considera como su valor razonable al momento del reconocimiento inicial de conformidad con IFRS 9. La diferencia entre el valor contable del negocio conjunto en la fecha en que el método de participación se discontinuó y el valor razonable atribuible a la participación retenida y la ganancia por la venta de una parte del interés en el negocio conjunto se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida por disposición del negocio conjunto. Adicionalmente, la Compañía contabiliza todos los montos previamente reconocidos en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en relación a ese negocio conjunto con la misma base que se requeriría si ese negocio conjunto hubiese dispuesto directamente los activos o pasivos relativos. Por lo tanto, si una ganancia o pérdida previamente reconocida en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI por dicho negocio conjunto se hubiere reclasificado a los Estados Consolidados de Ganancias al disponer de los activos o pasivos relativos, la Compañía reclasifica la ganancia o pérdida del capital a los Estados Consolidados de Ganancias (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 negocio conjunto o una inversión en un negocio conjunto se convierte en una inversión en una asociada. No existe una evaluación a valor razonable sobre dichos cambios en la participación.

Cuando la Compañía reduce su participación en un negocio conjunto 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 los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al Estado Consolidado de Ganancias en la disposición de los activos o pasivos relativos.

Cuando la Compañía efectúa transacciones con entidades controladas conjuntamente, las utilidades y pérdidas no realizadas se eliminan en proporción a la participación de la Compañía en el negocio conjunto.

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 valor razonable, 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable a la fecha de adquisición y se incluye como parte de la contraprestación transferida en una combinación de negocios. Los cambios en el valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 Ganancias 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 (véase anteriormente) 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 una de las unidades generadoras de efectivo de la Compañía que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

La unidad generadora de efectivo 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 Ganancias. 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 es evaluado 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 21.).

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 valor razonable.

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 incurren.

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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable de los activos menos los costos para su venta. La evaluación entre el valor en libros y el valor razonable menos los costos para su venta se efectúan siempre que dichos activos cumplan con los criterios para ser clasificados como mantenidos para la venta. Como se describe en la Nota 12, se reconoció una pérdida por deterioro relacionada con TDM en los Estados Consolidados de Ganancias.

El valor razonable 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 Ganancias que comprende el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuas y la ganancia o pérdida después de impuestos reconocida por la medición a valor razonable 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 NIIF 5 *Activos No Corrientes Clasificados Como Mantenidos para la Venta y Operación discontinua* 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 de los periodos 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 periodo, 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 Ganancias y ORI en el periodo en que se incurren.

Las remediones que reconocen los Estados Consolidados de Ganancias y ORI se reconocen en los ORI y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos por intereses dentro de los costos financieros en los Estados Consolidados de Ganancias. 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 y costo de ventas en el Estado Consolidado de Ganancias y Otros Resultados Integrales.

Como resultado de la Ley del Impuesto Sobre la Renta de 2014, al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 valor razonable. 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 valor razonable con cambios en resultados) se suman o reducen del valor razonable 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 valor razonable 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 Valor razonable

El valor razonable se define en la Nota 2.2.b.

2.22. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros “a valor razonable 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 valor razonable, 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 Ganancias. El valor razonable 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 Ganancias 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 Ganancias.

Para cambios relacionados con la adopción de la IFRS 9 e IFRS 7, referirse a las notas 38 y 24.9, respectivamente.

2.23. Pasivos financieros e instrumentos de capital

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 valor razonable, 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 Ganancias. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 24.

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 Ganancias.

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. Referirse a la Nota 24. para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados.

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al valor razonable en el Estado Consolidado de Posición Financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su valor razonable a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su valor razonable al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el Estado Consolidado de Ganancias y Pérdidas 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 valor razonable, 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 valor razonable 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 valor razonable de los derivados que se designan y califican como cobertura de flujo de efectivo se reconocen en los 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 Ganancias.

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 Ganancias 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 valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de valor razonable se reconocen de forma inmediata en los resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que se atribuya al riesgo cubierto.

El cambio en el valor razonable del instrumento de cobertura y el cambio en la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se reconocen en el rubro del Estado Consolidado de Ganancias 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 valor razonable 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 causado

El impuesto causado calculado corresponde al ISR y se registra en los resultados del año en que se causa.

2.26.2. Impuestos diferido

Los impuestos a la utilidad diferidos se reconoce 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 negocios conjuntos, excepto cuando la Compañía es capaz de controlar la reversión de la diferencia temporal y cuando sea probable que la diferencia temporal no se revertirá 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 habrán utilidades fiscales futuras suficientes contra las que se utilicen esas diferencias temporales y se espera que éstas se revertirán 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 habrán 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 los 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 inicialmente la IFRS 15 a partir del 1 de enero de 2018. La información sobre las políticas contables de la Compañía relativas a los contratos con clientes se proporciona en la Nota 29. 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 es el principal ingreso por contratos.

Las revelaciones de juicios contables significativos, estimaciones y suposiciones relacionadas con los ingresos por contratos con clientes se proporcionan en la Nota 29.

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 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 valor razonable 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 alquiler

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 estadounidense, excepto por ECO, PEI y SDGN en el segmento de Gas y Fundación IEnova en el segmento de corporativo, en donde la moneda funcional es el Peso Mexicano (“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 valor razonable que son

denominadas en monedas extranjeras se convierten a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que el valor razonable 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. Arrendamientos Financieros

La Administración ha determinado que ciertos contratos deben contabilizarse como arrendamientos financieros al valor presente de los pagos mínimos de los arrendamientos a la fecha de inicio de los acuerdos. Los detalles de los contratos de arrendamientos financieros de activos se incluyen en la Nota 8.

3.1.2. Contabilidad regulatoria

La regulación de tarifas consiste en el establecimiento, a través de regulaciones, de los precios que se pueden cobrar a clientes por servicios o productos por parte de los organismos reguladores

y los gobiernos, a menudo cuando una compañía tiene una posición de mercado dominante o de monopolio que le da un poder de mercado significativo.

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no hay guías explícitas en las IFRS con respecto a si las entidades que operan en sectores con tarifas reguladas deben reconocer los activos y pasivos derivados de los efectos de la regulación de tarifas. Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (“U. S. GAAP”, por sus siglas en inglés) proporcionan una orientación específica sobre este asunto.

El Comité de Interpretaciones de las IFRS (“IFRIC”, por sus siglas en inglés) ha comentado previamente que los criterios de reconocimiento de tarifas reguladas bajo U. S. GAAP no son congruentes con las IFRS y el IASB. El 30 de enero de 2014, emitió la IFRS 14, *Cuentas de diferimientos de actividades reguladas*. Sin embargo, esta IFRS no es aplicable a la Compañía ya que no es un adoptante inicial. Como resultado, la Compañía no está reconociendo los activos y pasivos de las tarifas reguladas en los Estados Financieros Consolidados. La Administración seguirá monitoreando las deliberaciones futuras del IASB y el IFRIC en lo que se refiere a este tema y su impacto potencial en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

3.1.3. *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.

3.1.4. *Exención de uso propio*

IAS 39, 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.

3.1.5. *Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento*

La Compañía evalúa si un arreglo que no tenga la forma legal de un arrendamiento pero que implique el derecho de uso de un activo a cambio de una serie de pagos debe ser contabilizado como un contrato de arrendamiento. La Administración de la Compañía utiliza su juicio para determinar si, en base a los hechos y circunstancias existentes al inicio del contrato, es remoto que partes distintas al comprador tendrán más que una cantidad insignificante de la producción del activo relacionado.

3.1.6. *Clasificación de un negocio conjunto*

La participación en compañías asociadas y 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 IEnova en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado Consolidado de Ganancias 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. *Vidas útiles de propiedad, planta y equipo*

Como se describe en la Nota 2.14., la Compañía revisa las vidas útiles estimadas de sus propiedades, planta y equipo al final de cada periodo de reporte. Ver Nota 14.1. para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo.

3.2.2. *Deterioro de activos de larga duración (crédito mercantil)*

Determinar si el crédito mercantil está deteriorado requiere una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil. 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. Las pruebas de deterioro se realizan de forma anual.

3.2.3. *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.

3.2.4. *Valuación de instrumentos financieros (medición del valor razonable)*

La Compañía utiliza técnicas de valuación que incluyen datos de entrada (inputs) basados en mercados observables para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros. La Nota 24. proporciona información detallada acerca de los supuestos clave utilizados en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

La Compañía considera que las técnicas de valuación y supuestos utilizados son apropiadas en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

3.2.5. *Estimación para cuentas de cobro dudoso (perdidas esperadas)*

La metodología para determinar la estimación para cuentas de cobro dudoso de cuentas por cobrar o de otras cuentas por cobrar es descrita en la Nota 5. Las estimaciones y supuestos utilizados para determinar de la estimación son revisados periódicamente. Aunque las pérdida esperada reconocida se considera apropiada, cambios en las condiciones económicas pueden llevar a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en resultados.

3.2.6. *Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos*

Como se menciona en la Nota 25., 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.

3.2.7. *Medición de las obligaciones por beneficios definidos: hipótesis actuariales clave*

Como se describe en la Nota 17., la Compañía utiliza las valuaciones actuariales que incluyen insumos que se basan en tablas estadísticas y de mortalidad publicadas. La Compañía considera que los supuestos utilizados son apropiados para determinar las obligaciones por beneficios.

3.2.8 *Metodología seleccionada de valuación por IEnova Pipelines*

Metodología de selección de valuación

IEnova Pipelines es un negocio regulado que tendrá un retorno de sus costos y un retorno razonable de sus inversiones de capital, sin otra consideración, el valor de los activos de un negocio regulado es el valor del capital invertido. Bajo esta premisa, el FV del activo fijo de los negocios regulados es equivalente al valor en libros para fines de reportes financieros, como el valor en libros refleja la base en la cual se invirtió el capital y por lo cual el negocio regulado podrá tener un retorno razonable de su inversión.

La Compañía ha concluido que el valor en libros de los activos fijos se considerará representado por el FV para fines de IFRS.

3.2.9 *Metodología seleccionada de valuación por Ventika*

Metodología de selección de valuación

Basado en la naturaleza de la planta de energía y en lo generalmente aceptado en la industria, la Compañía se basa en un enfoque de ingresos, especialmente en el método de Flujos de Caja Descontados (“DCF”, por sus siglas en inglés).

Intangibles asociados como los derechos de vía / incluidos en el valor de la propiedad planta y equipo.

Mientras el enfoque de costos, no se basa en el cálculo estimado de valor razonable, debido a que el enfoque por ingresos es preferible para la valuación de parques eólicos en operación, se considera para fines de corroborar la información en relación con el valor razonable estimado utilizando el enfoque de ingresos. Es importante mencionar que el valor razonable estimado incluye un margen de desarrollo (ejemplo: margen antes de los costos de desarrollo / la construcción del proyecto de energía) el cual se encuentra dentro de los rangos razonables de los costos de desarrollo esperados en este tipo de parques eólicos y a la etapa de desarrollo asociada con Ventika, (ejemplo: recientemente entro en operación).

En adición a lo descrito anteriormente, la Compañía utilizó diferentes estimados relacionados con lo siguiente: estadísticas de operación, ingresos, gastos operativos y flujos de efectivo.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Para propósitos de los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye efectivo, bancos 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/15
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918

La Compañía mantuvo como efectivo restringido clasificado a corto plazo y largo plazo \$26.3 millones de los cuales \$2.9 millones son a largo plazo, \$55.8 millones y \$51.4 millones al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 respectivamente, y 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuentas por cobrar	\$ 146,273	\$ 93,299	\$ 90,523
Estimación para cuentas de cobro dudoso (a)	(40)	(41)	(101)
	<u>146,233</u>	<u>93,258</u>	<u>90,422</u>
Otras cuentas por cobrar	7,416	1,535	10,464
	<u>\$ 153,649</u>	<u>\$ 94,793</u>	<u>\$ 100,886</u>

- (a) Para el segmento de Gas, ECO ha reconocido una estimación de cuentas de cobro dudoso 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 a su experiencia histórica.

La Compañía revisó la metodología con base en IFRS 9: Pérdidas esperadas contra la metodología descrita anteriormente y determinó que el importe registrado es apropiado.

La estimación para cuentas de cobro dudoso 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 al 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 estimación de cuentas incobrables debido a que los montos aún se consideran recuperables.

5.1. Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero no reservadas

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
31-120 días	\$ 33	\$ 61	\$ 35
121-180 días	18	21	7
181-270 días	11	5	3
Total	<u>\$ 62</u>	<u>\$ 87</u>	<u>\$ 45</u>
Antigüedad promedio (días)	<u>41</u>	<u>29</u>	<u>30</u>

5.2. *Movimientos de la reserva para cuentas de cobro dudoso*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Saldo al inicio del año	\$ (41)	\$ (101)	\$ (147)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(69)	(90)	(46)
Montos dados de baja este año como incobrable	66	152	65
Ganancias (pérdidas) por tipo de cambio en moneda extranjera	4	(2)	27
Saldo al final del año	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</u>	<u>\$ (101)</u>

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 24.9. 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
181-270 días	\$ (14)	\$ (20)	\$ (10)
más de 270 días	(26)	(21)	(91)
Total	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</u>	<u>\$ (101)</u>

6. **Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables**

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 no consolidables*

Durante los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, la Compañía realizó las siguientes transacciones con partes relacionadas no consolidables, como parte de las operaciones normales en curso:

	Ingresos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Sempra Gas & Power Marketing, LLC (“SG&PM”)	\$ 226,004	\$ 140,914	\$ 62
Sempra LNG International Holdings, LLC (“SLNGIH”)	59,588	103,043	101,998
SLNGI	38,847	—	—
TAG Pipelines Norte	23,357	1,766	—
Sempra International, LLC (“Sempra International”)	1,763	1,844	1,746
Servicios ESJ, S. de R. L. de C. V. (“SESJ”)	1,215	1,072	1,243
Southern California Gas Company (“SoCalGas”)	731	231	12
Sempra LNG ECA Liquefaction, LLC (“SLNGEL”)	81	217	2,026
ESJ	7	—	94

	Ingresos		
	Por los años terminados el		
DEN	—	6,761	—
SGEN	—	—	101,130

	Costo de ingresos, gastos de administración y otros gastos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SLNGI	\$ 230,510	\$ 207,505	\$ 178,145
SG&PM	139,565	88,144	4,124
Sempra International	8,509	7,250	8,301
Sempra Infrastructure, LLC. (formerly Sempra U.S. Gas & Power, LLC “USGP”)	5,430	6,936	6,930
SoCalGas	2,026	1,258	1,450
Pacific Enterprises International INC (“PEI INC”)	366	—	—
Sempra Energy Holdings, XI. B. V. (“SEH”)	131	—	—
Sempra Midstream, Inc. (“Sempra Midstream”)	—	492	688
SGEN	—	—	25,335

En las transacciones de operaciones comerciales, existen gastos por servicios administrativos de afiliadas por \$8.5 millones, \$7.3 millones y \$8.3 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IMG	\$ 61,581	\$ 17,211	\$ —
ESJ	401	775	1,122
SEG	75	180	24
DEN	—	3,665	4,082

	Costos financieros		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Inversiones Sempra Limitada (“ISL”)	\$ 9,315	\$ 3,491	\$ 534
Peruvian Opportunity Company, S. A. C. (“POC”)	2,941	944	4
SEH	2,310	937	1,236
TAG Pipelines Norte	1,651	50	—
Sempra Oil Trading Suisse (“SOT Suisse”)	1,321	1,265	1,363
Sempra Energy International Holdings, N. V. (“SEI NV”)	209	—	—
Inversiones Sempra Latin America Limitada (“ISLA”)	—	1,174	1,618
SEG (i)	—	332	831
DEN	—	143	46

	Costos financieros	
	Por los años terminados el	
SEMCO (ii)	—	—
		364

- i. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por \$800.0 millones con SEG, para financiar la adquisición de IEnova Pipelines. El préstamo tuvo un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo fue LIBOR más 110 puntos base ("PBS") sobre el saldo pendiente de pago, pagadero mensualmente. En octubre de 2016, con los flujos de efectivo generados de la Oferta Global, la Compañía liquidó este préstamo incluyendo sus intereses correspondientes.
- ii. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por \$350.0 millones con SEMCO, para financiar la adquisición de IEnova Pipelines. El préstamo tuvo un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo fue LIBOR más 110 PBS sobre el saldo pendiente de pago, pagadero mensualmente.

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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SG&PM	\$ 40,600	\$ 10,723	\$ —
TAG Pipelines Norte	2,234	4,289	—
PEI INC	1,803	—	—
SESJ	346	371	174
SoCalGas	60	21	—
SLNGIH	—	9,162	6,456
SLNGEL	—	34	53
DEN	—	—	5,754
ESJ	—	—	539
	<u>\$ 45,043</u>	<u>\$ 24,600</u>	<u>\$ 12,976</u>
	Saldos por pagar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
ISL (iii)	\$ 165,768	\$ 275,188	\$ 30,025
POC (iv)	102,000	102,020	20,004
SG&PM	23,412	17,525	491
SLNGI	18,795	16,360	11,135
PEI INC	390	—	—
SoCalGas	199	98	120
Sempra International	122	226	582
SEH (v)	10	132,800	—
ISLA (iii)	—	—	160,091
SOT Suisse (vi)	—	—	38,460
Sempra Midstream	—	—	6
	<u>\$ 310,696</u>	<u>\$ 544,217</u>	<u>\$ 260,914</u>

- iii. El 2 de marzo de 2015, IEnova celebró dos contratos de línea de crédito por montos de \$90.0 millones y \$30.0 millones, con ISLA e ISL, respectivamente, dichos préstamos son para financiar operaciones corporativas en general y para capital de trabajo, con un vencimiento de nueve meses con opción a

extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés de dichas líneas de crédito es del 1.98 por ciento anual pagaderos trimestralmente.

En diciembre de 2016, la Compañía firmó acuerdos 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. La tasa de interés aplicable es de 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente.

El 27 de diciembre de 2016, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$70.0 millones con ISLA, para financiar capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un periodo de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2017, IEnova suscribió con ISL una línea de crédito por \$85.0 millones, para financiar capital de trabajo y fines corporativos generales. El crédito tiene un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta por cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 60 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

Con fecha efectiva 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 e IEnova siguen siendo las mismas.

El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó convenios modificatorios a los términos de los contratos sobre los \$ 90.0 millones, \$ 30.0 millones y \$ 70.0 millones de las líneas de crédito con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el diciembre 15, 2018, la tasa de interés aplicable se computará con base a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 16 de enero de 2018, IEnova suscribió con ISL una línea de crédito por \$70.0 millones, para financiar capital de trabajo y fines corporativos generales. El crédito tiene un plazo de doce meses, con la opción de ser extendido. La tasa de interés aplicable se computará trimestralmente a la tasa LIBOR más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un convenio que modifica los términos de los contratos sobre los \$85.0 millones de la línea de crédito con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 21 de marzo de 2019, a tasa de interés aplicable se computará con base a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 30 de noviembre de 2018, la Compañía realizó un pago a ISL por \$179.2 millones, las líneas de crédito por \$90.0 millones y \$70.0 millones fueron pagados en su totalidad y la línea de crédito por \$30.0 millones fue parcialmente pagada quedando un saldo pendiente de pago por \$165.8 millones.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificatorio a los términos de la línea de crédito sobre los \$30.0 millones y \$70.0 millones con ISL, las nuevas características 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 1.024 por ciento por año, pagaderos trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

- iv. El 27 de diciembre de 2016, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$20.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un periodo de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente.

El 27 de abril de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$19.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 60 PBS por año.

El 26 de junio de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 70 PBS por año. El 26 de junio de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender la línea de crédito hasta el 15 de diciembre de 2018.

El 29 de septiembre de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 70 PBS por año. El 28 de septiembre de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender la línea de crédito hasta el 15 de diciembre de 2018.

El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó convenios modificatorios sobre el crédito por \$20.0 millones dólares con POC y las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2018, la tasa de interés aplicable se computará a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 28 de diciembre de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificatorio 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)
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 28 de diciembre de 2017)

Las nuevas condiciones del contrato de \$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 trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

- v. El 23 de agosto de 2017, IEnova celebró un contrato de crédito con SEH por \$ 132.8 millones, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de seis meses. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 61 PBS por año.

El 6 de febrero de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender el préstamo hasta el 22 de agosto de 2018. En agosto la deuda de \$132.8 millones fue pagada en su totalidad por la Compañía.

- vi. Respecto al préstamo con SOT Suisse la Compañía pagó durante 2018, 2017 y 2016 intereses anuales por un monto de \$1.2 millones, \$1.3 millones y \$1.4 millones, respectivamente. El préstamo devenga intereses variables basados en la tasa del tesoro de los Estados Unidos a mediano plazo más 200 PBS (tasa promedio de 3.99 por ciento, 3.29 por ciento y 3.58 por ciento, en 2018, 2017 y 2016 respectivamente).

Las transacciones con partes relacionadas no consolidables durante 2018, 2017 y 2016, se han llevado a cabo de acuerdo a los requerimientos aplicables de precios de transferencia. Hasta el 31 de diciembre 2018, 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 Préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IMG (i)	\$ 640,775	\$ 487,187	\$ —
ESJ	3,411	6,700	14,307
SEG	2,111	—	—
DEN	—	—	90,045
	<u>\$ 646,297</u>	<u>\$ 493,887</u>	<u>\$ 104,352</u>

- 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 \$9,041.9 millones de Pesos Mexicanos, la fecha de vencimiento es el 15 de marzo de 2022. La tasa de interés aplicable es la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“TIE”) a 91 días más 220 PBS, capitalizables trimestralmente.

El 6 de Diciembre de 2017, la Compañía celebró un convenio modificatorio para la ampliación de la línea de crédito hasta por un monto de \$14,167.9 millones de Pesos Mexicanos.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo del préstamo es de \$12,612.3 millones de Pesos Mexicanos el cual incluye intereses capitalizados por un monto de \$1,457.6 millones de Pesos Mexicanos.

6.3 Préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SEI NV (i)	\$ 38,460	\$ —	\$ —
TAG Pipelines Norte (ii)	36,701	35,050	—
SOT Suisse (i)*	—	38,460	—
DEN	—	—	3,080
	<u>\$ 75,161</u>	<u>\$ 73,510</u>	<u>\$ 3,080</u>

* Este monto se reclasificó en 2016 al pasivo a corto plazo.

- 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.

- ii. El 19 de diciembre de 2017, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$35.0 millones con TAG, la cual será utilizada para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. La línea de crédito es por un plazo de cuatro años. Los intereses se determinan sobre el saldo insoluto a una tasa LIBOR a seis meses más 290 PBS anual y son pagaderos trimestralmente.

6.4 Remuneración del personal clave de la Administración

La compensación pagada al personal clave de la Administración de la Compañía fue de \$13.5 millones, \$10.3 millones y \$5.0 millones, por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

No hay préstamos otorgados por la Compañía a su personal clave de la Administración.

7. Inventarios de gas natural

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas natural licuado	\$ 3,516	\$ 7,196	\$ 6,083

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$222.0 millones, \$194.0 millones y \$164.4 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no se han registrado en los resultados de la Compañía disminuciones al valor de los inventarios, debido a su evaluación a su valor neto de realización.

8. Arrendamientos financieros por cobrar

8.1. Arrendamientos financieros por cobrar - Estación de compresión de gas natural

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 433	\$ 308	\$ 219
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	13,394	13,827	14,135
	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</u>

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. 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 433	\$ 308	\$ 219
A más de un año y no más de 5 años	20,544	21,828	22,458	4,348	3,464	3,403
Más de 5 años	14,123	17,975	24,395	9,046	10,363	10,732
	<u>39,803</u>	<u>44,939</u>	<u>51,989</u>	<u>13,827</u>	<u>14,135</u>	<u>14,354</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(25,976)</u>	<u>(30,804)</u>	<u>(37,635)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</u>	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</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 34.5 por ciento anual por 2018, 2017 y 2016. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.2. Arrendamientos financieros por cobrar – Gasoducto Los Ramones I

	Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 4,517	\$ 3,665	\$ 3,383
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	562,888	567,405	571,070
	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,453</u>

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.

8.2.1 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		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16	31/12/18	12/31/17	12/31/16
A menos de un año	\$ 86,470	\$ 87,104	\$ 87,639	\$ 4,517	\$ 3,665	\$ 3,383
A más de un año y no más de 5 años	426,802	424,616	428,582	32,643	28,108	23,997
Más de 5 años	812,855	901,512	984,650	530,245	539,297	547,071
	<u>1,326,127</u>	<u>1,413,232</u>	<u>1,500,871</u>	<u>567,405</u>	<u>571,070</u>	<u>574,451</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(758,722)</u>	<u>(842,162)</u>	<u>(926,418)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,453</u>	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,451</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 15.2 por ciento anual por 2018, 2017 y 2016. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.3. Arrendamientos financieros por cobrar - Etanoducto

	Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 4,859	\$ 4,153	\$ 3,553
Arrendamiento financieros por cobrar a largo plazo	356,093	360,952	365,106
	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</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 2018 es el siguiente:

	Importe
Segmento I	\$ 31,257
Segmento II	183,814
Segmento III	145,881
Total	<u>\$ 360,952</u>

8.3.1 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		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16	31/12/18	12/31/17	12/31/16
A menos de un año	\$ 54,704	\$ 55,393	\$ 55,976	\$ 4,859	\$ 4,153	\$ 3,553
A más de un año y no más de 5 años	258,766	264,235	\$ 268,951	38,948	33,512	\$ 28,779
Más de 5 años	416,097	388,982	\$ 439,651	317,145	327,440	\$ 336,327
	<u>729,567</u>	<u>708,610</u>	<u>764,578</u>	<u>360,952</u>	<u>365,105</u>	<u>368,659</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(368,615)</u>	<u>(343,505)</u>	<u>(395,919)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</u>	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año.

El interés efectivo promedio contratado es de aproximadamente 16.0 por ciento para el segmento I y 14.0 por ciento para los segmentos II y III al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016. El arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

9. Otros activos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Veracruz (Ver Nota 1.2.13.d.)	\$ 54,163	\$ 28,179	\$ —
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Topolobampo (Ver Nota 1.2.13.h.)	18,371	—	—
Derechos de vía	14,073	—	—
Anticipos otorgados	8,966	9,621	9,495
Tarifa contractual	5,744	—	—
Costos de emisión de carta de crédito (LOCF)	1,506	—	—
Derechos de interconexión de gasoductos	1,486	1,637	1,792
Pagos anticipados por arrendamiento de terrenos	547	526	839
Sistema de control de integridad de gasoductos	468	593	—
IMPAC por recuperar	—	1,455	1,698
Desbalance de gas natural	—	974	320
	<u>\$ 105,324</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>
Gasto por amortización (a)	<u>\$ (1,569)</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ —</u>
	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>
Circulantes	\$ 9,695	\$ 10,327	\$ 9,289
No circulantes	94,060	32,658	4,855
	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>

- a. El gasto por amortización al 31 de diciembre 2018 esta relacionado con las terminales marítimas de Veracruz y Topolobampo por \$1,504.0 millones y \$65.0 millones, respectivamente.

10. Inversión en negocios conjuntos

10.1. IEnova Pipelines

Hasta el 26 de septiembre de 2016, la Compañía poseía una participación del 50 por ciento en IEnova Pipelines, un negocio conjunto con Pemex TRI subsidiaria de Pemex. IEnova Pipelines opera tres gasoductos de gas natural, cinco estaciones de compresión de gas natural, un sistema de GLP y un etanoducto en los estados de Chiapas, Chihuahua, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz y un depósito de GLP en el estado de Jalisco, México.

A partir del 27 de septiembre de 2016, la Compañía consolida totalmente a IEnova Pipelines. (Ver Nota 11.1.)

10.2. ESJ

ESJ, el negocio conjunto conformado entre IEnova y Saavi Energía, inició operaciones en Junio de 2015. Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, la Compañía registra el 50 por ciento de la participación en ESJ mediante método de participación. Los Estados Consolidados de Posición Financiera de ESJ y el método de participación se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,695	\$ 2,785	\$ 9,601
Otros activos	24,165	18,479	15,201
Total activos circulantes	<u>25,860</u>	<u>21,264</u>	<u>24,802</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	2,849	4,778	5,413
Otros activos	2,784	2,795	2,650
Propiedad, planta y equipo, neto	241,457	252,856	264,468
Total activos no circulantes	<u>247,090</u>	<u>260,429</u>	<u>272,531</u>
Total activos	<u>\$ 272,950</u>	<u>\$ 281,693</u>	<u>\$ 297,333</u>
Pasivos circulantes	\$ 16,673	\$ 17,509	\$ 17,777
Pasivos no circulantes	210,991	231,048	255,070
Total pasivos	<u>\$ 227,664</u>	<u>\$ 248,557</u>	<u>\$ 272,847</u>
Total capital contable	<u>\$ 45,286</u>	<u>\$ 33,136</u>	<u>\$ 24,486</u>
Participación en el capital contable	\$ 22,643	\$ 16,568	\$ 12,243
Crédito mercantil	12,121	12,121	12,121
Importe registrado como inversión en ESJ	<u>\$ 34,764</u>	<u>\$ 28,689</u>	<u>\$ 24,364</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias de ESJ se presentan como sigue:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Ingresos	\$ 45,759	\$ 46,570	\$ 44,283
Gastos de operación, administración y otros gastos	(20,210)	(22,147)	(20,773)
Costos financieros	(15,166)	(15,929)	(16,731)
Otras ganancias, netas	48	13	221
Gasto por impuestos a la utilidad	(2,780)	(1,340)	(1,886)
Utilidad neta del año	<u>\$ 7,651</u>	<u>\$ 7,167</u>	<u>\$ 5,114</u>
Participación en las ganancias de ESJ	<u>\$ 3,825</u>	<u>\$ 3,583</u>	<u>\$ 2,557</u>

- a. **Contrato de financiamiento para el proyecto ESJ.** El 12 de junio de 2014, ESJ firmó un convenio de financiamiento por \$239.8 millones para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con un grupo de cinco bancos: Mizuho como líder coordinador, North American Development Bank (“NADB”) como banco técnico y modelador, Nacional Financiera, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“NAFINSA”), NORD/LB y SMBC como prestamistas.

El 30 de junio de 2015, ESJ convirtió los préstamos de construcción en préstamos a largo plazo con vencimiento a 18 años. El período de amortización del crédito termina el 30 de junio de 2033, con pagos semestrales (cada 30 de junio y 30 de diciembre hasta la fecha de vencimiento), comenzando el 30 de diciembre de 2015. El crédito devenga intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable.

Años	LIBOR Margen aplicable
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%

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 \$239.8 millones de la línea de crédito. La deuda pendiente de pago al 31 de diciembre 2018, se muestra a continuación:

	Saldo de la deuda
Mizuho	\$ 46,256
SMBC	46,256
NORD/LB	46,256
NAFINSA	33,640
NADB	33,640
	<u>\$ 206,048</u>

- b. **Coberturas (“swaps”) de tasas de interés.** Con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés asociados con el préstamo, ESJ celebró tres contratos de intercambio 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 que cubren la tasa de interés se diseñaron para contrarrestar los términos críticos de los pagos de intereses. Los swaps se contabilizan como coberturas del flujo de efectivo.

- c. **Otras revelaciones.** El acuerdo entre los socios prevé ciertas restricciones y beneficios por la venta de la participación en ESJ. El acuerdo establece que los dividendos deben ser aportados a prorrata por los accionistas.

10.3. IMG

El negocio conjunto formado entre IEnova y TransCanada, para la construcción del ducto marino Sur de Texas - Tuxpan en el cual TransCanada participa con el 60 por ciento de inversión en el capital y IEnova mantiene el 40 por ciento remanente.

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 55,333	\$ 58,284	\$ 128,110
Cuentas por cobrar	60,322	—	—
Impuesto al valor agregado por recuperar	51,371	195,350	12,264
Otros activos	1	434	683
Total de activos circulantes	167,027	254,068	141,057
Total de activos no circulantes	2,594,950	1,653,554	135,494
Total activos	\$ 2,761,977	\$ 1,907,622	\$ 276,551
Pasivos circulantes	\$ 364,716	\$ 176,771	\$ 27,916
Deuda a largo plazo	1,602,029	1,222,973	—
Ingresos diferidos	56,754	—	—
Impuesto diferido	51,785	34,209	2,678
Total de pasivos no circulantes	1,710,568	1,257,182	2,678
Total pasivos	\$ 2,075,284	\$ 1,433,953	\$ 30,594
Total capital contable	\$ 686,693	\$ 473,669	\$ 245,957
Participación en el capital contable	274,677	189,468	98,383
Garantías	5,018	5,018	—
Remediación en tasas de interés (c)	(37,653)	—	—
Participación en el capital contable e importe registrado como inversión en IMG	\$ 242,042	\$ 194,486	\$ 98,383

Los Estados Consolidados de Ganancias (Pérdidas) de IMG se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Ingreso (costo) financiero, neto	\$ 7,582	\$ 78,082	\$ (467)
Otras ganancias (pérdidas), neto*	9,858	692	(1,646)
Gasto por impuestos a la utilidad	(17,657)	(31,233)	(3,122)
(Pérdida) utilidad del año	<u>\$ (217)</u>	<u>\$ 47,541</u>	<u>\$ (5,235)</u>
Participación en las (pérdidas) utilidades de IMG	<u>\$ (87)</u>	<u>\$ 19,016</u>	<u>\$ (2,094)</u>

* Incluye el impacto de tipo de cambio derivado de un préstamo intercompañía denominado en Pesos otorgado por la Compañía y TransCanada a IMG por cada participación accionaria correspondiente a financiar. En los Estados Consolidados de Ganancias 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.

a. **Financiamiento del proyecto IMG.** Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, los recursos utilizados para el diseño y la construcción del gasoducto marino han sido financiados con capital contribuido por los accionistas y préstamos.

El 21 de abril de 2017, IMG celebró dos contratos de crédito revolvente con IEnova y TransCanada, por \$9,041.9 millones de Pesos Mexicanos y \$13,513.1 millones de Pesos Mexicanos, respectivamente.

El 6 de diciembre de 2017, IEnova y TransCanada renegociaron las líneas de crédito ampliándolas a \$14,167.9 millones de Pesos Mexicanos y \$21,252.1 millones de Pesos Mexicanos, respectivamente. Las líneas de crédito devengan intereses a una tasa TIIE más 220 PBS.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo pendiente del préstamo que se muestra en el balance de IEnova es por un monto de \$12,612.3 millones de pesos Mexicanos.

El 23 de marzo de 2018, IMG suscribió una línea de crédito por \$300.0 millones de dólares con Scotiabank, el cual puede disponerse en Dólares americanos o en Pesos Mexicanos, para financiar pagos de Impuesto al Valor Agregado y otros gastos de capital. 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 90 PBS para los dólares americanos o a tasa TIIE más 50 puntos base para los pesos Mexicanos, al término de la vigencia del préstamo junto con el capital.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de esta línea de crédito fue de \$278.7 millones.

b. **Garantías.** IEnova y TransCanada han proporcionado garantías a terceros asociados con la construcción del ducto marino de gas natural del Sur de Texas - Tuxpan de IMG. El monto de las garantías otorgadas por IEnova de acuerdo a su participación en el proyecto es de aproximadamente \$5.3 millones y terminará al cumplirse todas las obligaciones garantizadas. Las garantías concluyen en distintos períodos y hasta julio 2019.

c. **Remediación de la tasa de interés capitalizable.** Al 31 de diciembre de 2018, el importe ajustado en el ejercicio por el préstamo entre IEnova e IMG fue de \$37.7 millones, 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 del 10.2 por ciento durante 2018; mientras que la tasa de financiamiento de los recursos utilizados por IEnova es en promedio de 3.9 por ciento durante 2018.

- d. **Contribución de capital.** El 28 de febrero de 2018, la Compañía aportó \$24.8 millones de capital a IMG.

El 20 de septiembre de 2018, la Compañía aportó \$20.2 millones de capital a IMG.

El 30 de octubre de 2018, la Compañía aportó \$34.9 millones de capital a IMG.

- e. **Otras revelaciones.** La construcción de la línea principal costa afuera se completó en mayo de 2018, el proyecto tiene como fecha de servicio anticipada, principios del segundo trimestre de 2019, con una inversión aproximada de \$2.4 billones, equivalente a \$1.0 billones, respecto el 40 por ciento de participación que tiene IEnova. Se firmó un acuerdo modificadorio con la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") donde se reconoce la fuerza mayor y pago de cargos de capacidad fija a partir del 31 de octubre de 2018.

10.4. DEN

Hasta el 31 de octubre de 2017, la Compañía poseía una participación del 50 por ciento de DEN, un negocio conjunto con Pemex TRI.

A partir de noviembre 2017, la Compañía consolida por completo a DEN.

Los Estados Consolidados de Posición Financiera de DEN y el método de participación de la Compañía, se muestran a continuación:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 17,257	\$ 8,819
Afiliadas no consolidadas	4,135	4,012
Otros activos	7,166	4,278
Total activos circulantes	<u>28,558</u>	<u>17,109</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	\$ 10,361	\$ 17,364
Inversiones en negocios conjuntos	195,981	155,327
Propiedad, planta y equipo, neto	1,795	1,689
Total activos no circulantes	<u>208,137</u>	<u>174,380</u>
Total activos	<u>\$ 236,695</u>	<u>\$ 191,489</u>
Pasivos circulantes	\$ 68	\$ 646
Pasivos no circulantes	194,010	185,627
Total pasivos	<u>\$ 194,078</u>	<u>\$ 186,273</u>
Total capital contable	<u>\$ 42,617</u>	<u>\$ 5,216</u>
Importe registrado como inversión en DEN	<u>\$ 21,309</u>	<u>\$ 2,608</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias de DEN se muestran a continuación:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Ingresos	\$ 18,532	\$ 5,623
Gastos de operación, administración y otros	(7,185)	(5,310)
Costos financieros	(7,394)	(2,126)
Otras pérdidas, netas	(202)	(341)
(Gasto) beneficio por impuestos a la utilidad	(7,003)	3,464
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	41,551	2,604
	<u> </u>	<u> </u>
Utilidad del periodo / año	\$ 38,299	\$ 3,914
	<u> </u>	<u> </u>
Participación en las utilidades de DEN	\$ 19,150	\$ 1,957
	<u> </u>	<u> </u>

El 15 de noviembre de 2017, IEnova adquirió el 50 por ciento de la inversión de Pemex TRI en DEN, por lo que a partir de noviembre DEN se convirtió en subsidiaria consolidada de IEnova. (Ver nota 11.3.).

10.5. TAG

TAG, junto con TAG Pipelines Norte participan en un negocio conjunto entre IEnova y un consorcio comprendido por BlackRock y First Reserve, son dueños del gasoducto Los Ramones Norte, el cual comenzó su operación en febrero de 2016.

En noviembre de 2017, la Compañía incremento su participación indirecta en TAG de un 25.0 por ciento a un 50.0 por ciento. (Ver Nota 11.3.).

Al 31 de diciembre 2018, la Compañía reconoció la inversión en TAG mediante el método de participación. Los Estados Consolidados de Posición Financiera de TAG y el método de participación se muestra a continuación:

	Por el año terminado el	
	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 88,977	\$ 81,823
Otros activos	36,917	22,293
	<u> </u>	<u> </u>
Total activos circulantes	125,894	104,116
	<u> </u>	<u> </u>
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	73,715	70,698
Arrendamiento financiero por cobrar	1,411,308	1,431,703
Otros activos	3,202	16,466
Propiedad, planta y equipo, neto	15,282	15,471
	<u> </u>	<u> </u>
Total activos no circulantes	1,503,507	1,534,338
	<u> </u>	<u> </u>
Total activos	\$ 1,629,401	\$ 1,638,454
	<u> </u>	<u> </u>
Pasivos circulantes	\$ 69,115	\$ 58,023
Pasivos no circulantes	1,083,748	1,178,616
	<u> </u>	<u> </u>
Total pasivos	\$ 1,152,863	\$ 1,236,639
	<u> </u>	<u> </u>
Total capital contable	\$ 476,537	\$ 401,815
	<u> </u>	<u> </u>
Participación en el capital contable	\$ 238,269	\$ 200,907

	Por el año terminado el	
	31/12/18	31/12/17
Remediación de la inversión	99,020	99,020
Importe registrado como inversión en TAG	\$ 337,289	\$ 299,927

El Estado Consolidado de Ganancias Condensado de TAG se muestra a continuación:

	Por el año terminado el	Por el período del
	31/12/18	01/11/2017 al 31/12/2017
Ingresos	\$ 211,002	\$ 32,411
Gastos de operación, administración y otros gastos	(32,903)	(6,876)
Costos financieros	(60,052)	(10,517)
Otras (pérdidas) ganancias, neto	(1,564)	217
Gasto por impuestos a la utilidad	(47,992)	(9,378)
Utilidad neta del periodo	\$ 68,491	\$ 5,857
Participación en las utilidades de TAG	\$ 34,246	\$ 2,928

- a. **Contrato de financiamiento para el proyectos TAG.** El 19 de diciembre de 2014, TAG (subsidiaria de DEN), celebró un contrato de crédito con Santander como prestamista, agente administrativo y agente de garantía, con la finalidad de financiar la ingeniería, procuración, construcción y puesta en marcha del gasoducto.

Durante 2016 y 2015, hubo renovaciones del crédito, que incluyen bancos adicionales que participan en el crédito total. La cantidad total del crédito es de \$1,274.5 millones, dividido en las siguientes disposiciones: i) de disposición a largo plazo, hasta \$701.0 millones, ii) disposición a corto plazo, hasta \$513.3 millones y iii) la carta de crédito por el importe de reserva para el servicio de la deuda de cobertura hasta \$60.2 millones.

Las líneas de crédito tienen vencimiento en diciembre de 2026 y diciembre de 2034 para el corto y largo plazo de los préstamos, respectivamente, con vencimientos semestrales generan intereses a una tasa LIBOR más el margen aplicable que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable PBS
1ra. disposición – (Fecha de inicio de operación comercial del sistema)	250
0 - 4	265
5 - 9	300
10 - 14	325
15 - hasta el vencimiento del crédito	350

Al 31 de diciembre 2018, el saldo pendiente del préstamo es de \$1,062.0 millones, con sus respectivos vencimientos. TAG ha celebrado contratos de cobertura de tasas de interés para mitigar el riesgo, intercambiando las tasas de interés variables a tasas de interés fijas.

Los préstamos mencionados anteriormente contienen cláusulas restrictivas de cumplimientos, las cuales requieren que la Compañía 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 2018.

Las fechas de vencimiento de la deuda a largo plazo son las siguientes:

Años		Monto
2019	\$	59
2020		59
2021		59
2022		59
Subsecuentes		826
Total	\$	1,062

- b. **Swaps de tasas de interés.** En diciembre de 2015, TAG contrato un instrumento financiero swap con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés LIBOR. La tasa fija contratada fue de 2.5 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda a diciembre 2016 y 2.9 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda en diciembre 2034.
- c. **Forward de tipo de cambio.** En septiembre de 2017, TAG Pipelines Norte contrato instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del Dólar Americano contra el Peso Mexicano por la porción de los ingresos de 2018; los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de marzo 2018 y hasta febrero de 2019. Adicionalmente en septiembre de 2018 contrato instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del Dólar Americano contra el Peso Mexicano por los ingresos provenientes de 2019; los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de enero 2019 y hasta febrero de 2020.

11. Combinaciones de negocios y adquisición de activos

11.1. IEnova Pipelines, combinación de negocios

El 26 de septiembre de 2016, IEnova adquirió el 50 por ciento remanente de las acciones de IEnova Pipelines por un importe de \$1,143.8 millones, la cual se registró utilizando el método de adquisición, obteniendo el control de IEnova Pipelines a partir de esa fecha. Los efectos de la adquisición han sido incluidos en los Estados Financieros Consolidados desde la fecha de adquisición.

a. Subsidiarias adquiridas

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
IEnova Pipelines	Transporte de gas	26 de septiembre de 2016	50%	\$1,143,834

b. Contraprestación transferida

Los costos relacionados con la adquisición han sido excluidos de la contraprestación transferida y han sido reconocidos como un gasto en el periodo dentro de "Gastos de operación, administración y otros gastos" en los Estados Consolidados de Ganancias.

c. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y crédito mercantil determinado

	Al 26 de septiembre de 2016
Valor razonable de la combinación de negocios:	
Contraprestación en efectivo (valor razonable de la contraprestación)	\$ 1,143,834
Total valor razonable de la combinación de negocios	\$ 2,287,668
Efectivo y equivalentes de efectivo	66,250
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	66,739

	Al 26 de septiembre de 2016
Arrendamientos financieros por cobrar	945,104
Propiedad, planta y equipo, neto	309,186
Otros activos	933
Pasivos a corto plazo	(112,980)
Pasivos a largo plazo (i)	(484,572)
	<hr/>
Total activos netos identificables	1,275,232
	<hr/>
Crédito mercantil	\$ 1,497,008
	<hr/> <hr/>

i. Incluye \$364.0 millones relacionados con los préstamos bancarios.

No se espera que el crédito mercantil relativo a la adquisición sea deducible para efectos fiscales.

Principales fuentes para la estimación

Metodología seleccionada de valuación

IEnova Pipelines es un negocio regulado que tendrá un retorno de sus costos y un retorno razonable de sus inversiones de capital, sin otra consideración, el valor de los activos de un negocio regulado es el valor del capital invertido. Bajo esta premisa, el valor razonable del activo fijo de los negocios regulados es equivalente al valor en libros para fines de reportes financieros, como el valor en libros refleja la base en la cual se invirtió el capital y por lo cual el negocio regulado podrá tener un retorno razonable de su inversión.

Se ha concluido que el valor en libros de los activos fijos se considerará representado por el valor razonable para fines de IFRS.

d. *Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de subsidiarias*

	Al 26 de septiembre de 2016
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 1,143,834
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(66,250)
	<hr/>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	\$ 1,077,584
	<hr/> <hr/>

e. *Efectos de la adquisición en los resultados del periodo*

Los resultados a la fecha de adquisición incluyen una ganancia de \$673.1 millones por el exceso en el valor razonable de la Compañía a la fecha de adquisición respecto a la participación previa en IEnova Pipelines del valor en libros de esa inversión, incluida como utilidad en la remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación en los Estados Consolidados de Ganancias.

11.2. *Ventika, combinación de negocios*

El 14 de diciembre de 2016, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Ventika por un importe de \$434.7 millones, la cual se registró utilizando el método de adquisición obteniendo el control de Ventika a partir de esa fecha. Los efectos de la adquisición han sido incluidos en los Estados Financieros Consolidados desde la fecha de adquisición.

a. Subsidiarias adquiridas

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Ventika	Parque Eólico	14 de diciembre de 2016	100%	\$ 434,688

b. Contraprestación transferida

Los costos relacionados con la adquisición han sido excluidos de la contraprestación transferida y han sido reconocidos como un gasto en el periodo dentro de “Gastos de operación, administración y otros” en los Estados Consolidados de Ganancias.

c. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y crédito mercantil determinado

	Al 14 de diciembre de 2016
Total valor razonable de la combinación de negocios:	
Efectivo considerado (valor razonable de la contraprestación total)	\$ 309,724
Valor razonable total de la combinación de negocios	<u>\$ 309,724</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14,939
Efectivo restringido	68,299
Otros activos	51,216
Propiedad, planta y equipo, neto	673,410
Activos intangibles	154,144
Pasivos a corto plazo	(145,912)
Pasivos a largo plazo	<u>(621,825)</u>
Total activos netos identificables	<u>\$ 194,295</u>
Crédito mercantil	<u>\$ 115,429</u>

Durante el último trimestre de 2017, la Compañía recibió información adicional sobre el monto del impuesto diferido de Ventika después de la fecha de adquisición, principalmente por el saldo de las pérdidas fiscales pendientes de amortizar, por lo anterior la Compañía realizó un ajuste registrando un incremento neto del impuesto diferido activo por \$13.7 millones, y un decremento neto en el crédito mercantil por el mismo monto.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de subsidiarias

	Al 14 de diciembre de 2016
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 434,688
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	<u>(24)</u>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 434,664</u>

11.3. DEN, adquisición de activos

El 15 de noviembre de 2017, IEnova completó la adquisición del 50 por ciento de las acciones de Pemex TRI en DEN; un negocio conjunto que mantiene una participación del 50 por ciento de interés en el capital social del Gasoducto Los Ramones Norte, a través de TAG. El precio de compra de las acciones fue por un importe de \$164.8 millones (excluyendo \$17.2 millones de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos en la transacción) más el reconocimiento de una deuda con una compañía relacionada existente por un monto de \$95.8 millones. Dicha adquisición incrementó la participación indirecta en TAG de un 25 por ciento a un 50 por ciento. IEnova Pipelines reconocía el 50 por ciento de su inversión en DEN vía método de participación. A partir de noviembre de 2017, DEN se convirtió en subsidiaria de IEnova al 100 por ciento y se consolida en los Estados Financieros Consolidados de IEnova. DEN sigue reconociendo la inversión en TAG vía método de participación.

DEN no cumple con la definición de negocio, debido a que no cuenta con procesos o entradas sustantivas ya que el principal activo de DEN es la inversión que tiene en TAG la cual posee el Gasoducto Los Ramones Norte, por lo que la transacción fue registrada como una adquisición de activos. El exceso de la contraprestación pagada en efectivo en comparación del valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos fue reconocido en una base de valor razonable como remediación de la inversión en TAG y el activo intangible adquirido. (Ver Nota 15.).

a. Adquisición de activos

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
DEN	Tenedora de la inversión en TAG	15 de noviembre de 2017	50%	\$164,752

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Al 15 de noviembre de 2017
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Costos de adquisición	143
Total valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 164,895</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	17,257
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	12,284
Impuesto diferido activo	10,481
Inversión en TAG	295,002
Propiedad, planta y equipo, neto	1,795
Activos intangibles	44,566
Pasivos a corto plazo	(99,343)
Pasivos a largo plazo	(95,839)
Total activos netos identificables	<u>\$ 186,203</u>
Menos: Método de participación reconocido anterior a la adquisición de DEN	(21,308)
Valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 164,895</u>

Valuación de activos y pasivos de DEN. Substancialmente DEN comprende dos activos. El primer activo es la inversión que mantiene en TAG la cual se registra vía método de participación. El segundo activo es la adquisición de un activo intangible, derivado del contrato de Operación y Mantenimiento ("O&M") el cual se amortiza en línea recta de acuerdo a su vida útil estimada que es de 23 años. Ambos activos fueron valuados tomando como base los ingresos futuros estimados. Para el resto de los activos y pasivos asumidos en la compra la Compañía determinó que el valor histórico de dichos activos y pasivos es igual a su valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Al 15 de noviembre de 2017
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Más: costo pagado por la adquisición	143
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(17,257)
	<hr/>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 147,638</u>

11.4. Don Diego Solar Netherlands B. V ("Don Diego"), adquisición de activo

El 28 de Febrero de 2018, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Fistera Energy Netherlands II, B. V ("Fistera") por un importe de \$5.1 millones, la empresa cambió de nombre a Don Diego una vez que se adquirió. Don Diego, un proyecto solar con capacidad de 125 MW ubicado en el municipio de Benjamín Hill, en el Estado de Sonora, México, está compuesto por un permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica otorgado por la CRE en 2016. El permiso de auto abastecimiento permite a las generadoras competir directamente con las tarifas minoristas de la CFE y así tener acceso a los Contratos de Compra de Energía ("PPAs", por sus siglas en inglés) con precios significativamente más altos.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque Don Diego no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con insumos o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Don Diego	Inversión en infraestructura energética / Desarrollo de proyecto solar	28 de febrero de 2018	100%	\$5,072

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 28/02/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación	\$ 5,072
	<hr/>
Total valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 5,072</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	112
Otros activos	2
Activos intangibles	4,977

	Período terminado al 28/02/18
Pasivos a corto plazo	(43)
Total de activos netos identificables	<u>\$ 5,072</u>

Valuación de activos y pasivos de Don Diego. Substancialmente Don Diego está conformado mayormente de un activo intangible resultante del permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica, otorgado por la CRE, esta ventajosa estructura de tarifa de transmisión reduce los costos administrativos para administrar la potencia de transmisión a los operadores, brindando una oportunidad atractiva tanto para el generador como para el cliente. Con la reciente reforma al mercado de energías renovables en México, ya no se emiten permisos de auto abastecimiento. Los nuevos proyectos de energía renovable ahora reciben un permiso bajo la Ley de la Industria Eléctrica ("LIE"), que exige que las instalaciones de energía renovable paguen cargos más elevados, incluidas tarifas de transmisión, tarifas del Centro de Control de Energía ("CENACE") desbalance y distribución.

Con base en la naturaleza del permiso de auto abastecimiento y la práctica industrial generalmente aceptada, se utilizó un enfoque de ingresos, basado en un enfoque de flujo de efectivo diferencial, para valorar el permiso de auto abastecimiento. Para todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor histórico en libros se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Período terminado al 28/02/18
Contraprestación (i)	\$ 5,072
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24)
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 5,048</u>

- i. Un monto por \$3.0 millones fue pagado en efectivo al cierre de la adquisición y un monto por \$2.1 millones pagado el 5 de febrero de 2019 después de que la Compañía notificó la firma del contrato de construcción, abastecimiento e Ingeniería.

11.5. Central Fotovoltaica Border del Norte. S. A. de C. V. ("Border Solar"), adquisición de activo

El 14 de agosto de 2018, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Border Solar por un importe de \$3.6 millones. Border Solar está compuesto por un permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica otorgado por la CRE en 2015. El permiso de auto abastecimiento permite a las generadoras competir directamente con las tarifas minoristas de la CFE y así tener acceso a los PPAs, con precios significativamente más altos.

El objetivo principal de la transacción es que la Compañía siga haciendo crecer aún más su negocio de energía renovable a través de la compra de Border Solar para desarrollar un proyecto solar fotovoltaico, ubicado en Ciudad Juárez, Chihuahua, México con una capacidad nominal de aproximadamente 150 Megawatts de Corriente Alterna ("MWac") / 192 Megawatts de Corriente Directa ("MWdc"). De acuerdo al contrato de compra venta, la fecha de adquisición estaba sujeta a una condición subsecuente que consistía en que el vendedor completara la subdivisión de los terrenos la cual fue cumplida el 14 de agosto de 2018.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque Border Solar no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con inputs o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Border Solar	Inversión en infraestructura energética / Desarrollo de proyecto solar	14 de agosto de 2018	100%	\$3,580

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 14/08/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación (i)	\$ 3,580
Total valor razonable de la adquisición de activos	\$ 3,580
Impuestos por cobrar	514
Activos intangibles	5,490
Pasivos a corto plazo	(2,424)
Total de activos netos identificables	\$ 3,580

Valuación de activos y pasivos de Border Solar. Substancialmente Border Solar está conformado mayormente de un activo intangible resultante del permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica, otorgado por la CRE, esta ventajosa estructura de tarifa de transmisión reduce los costos administrativos para administrar la potencia de transmisión a los operadores, brindando una oportunidad atractiva tanto para el generador como para el cliente. Con la reciente reforma al mercado de energías renovables en México, ya no se emiten permisos de auto abastecimiento. Los nuevos proyectos de energía renovable ahora reciben un permiso bajo la Ley de la Industria Eléctrica ("LIE"), que exige que las instalaciones de energía renovable paguen cargos más elevados, incluidas tarifas de transmisión, tarifas del Centro de Control de Energía ("CENACE") desbalance y distribución.

Con base en la naturaleza del permiso de auto abastecimiento y la práctica industrial generalmente aceptada, se utilizó un enfoque de ingresos, basado en un enfoque de flujo de efectivo diferencial, para valorar el permiso de auto abastecimiento. Para todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor histórico en libros se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Período terminado al 14/08/18
Contraprestación pagada en efectivo, neta (i)	\$ 3,580

i Se realizó un pago en efectivo por un monto de \$0.5 millones al cierre de la adquisición, y los montos restantes serán exigibles y pagaderos de la siguiente manera:

- \$1.7 millones sujetos a la ejecución del PPA.
- \$0.6 millones al inicio de la construcción del proyecto.
- \$0.7 millones en la fecha en que el proyecto alcance la operación comercial.

11.6. ICM, adquisición de activo

El 26 de septiembre de 2018, IEnova firmó un acuerdo de compra venta con Trafigura Holdings, B. V. (“Trafigura”) por el 51 por ciento de las acciones de ICM, por un monto de \$16.4 millones, y Trafigura retuvo el 49 por ciento restante del patrimonio de ICM.

El propósito de la adquisición consiste en desarrollar, construir, poseer y operar una terminal de productos de hidrocarburos refinados en Manzanillo, Colima, México. ICM posee ciertos permisos y terrenos donde se construirá la terminal para la recepción, almacenaje y entrega del producto refinado.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque ICM no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con inputs o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
ICM	Desarrollo de terminal marina de almacenamiento de productos refinados	26 de septiembre de 2018	51%	\$16,442

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 26/09/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación	\$ 16,442
Total valor razonable de la adquisición de activos	\$ 16,442
Efectivo y equivalentes de efectivo	2
Impuestos a la utilidad por recuperar	554
Otros activos	17
Propiedad, planta y equipo (terrenos)	28,832
Impuestos diferidos	483
Pasivos a corto plazo	(351)
Total de activos netos identificables	\$ 29,537
Participación no controladora	\$ (13,095)

Valuación de activos y pasivos de ICM. ICM está conformado mayormente de propiedad, planta y equipo que corresponde a cinco terrenos en la costa del Océano Pacífico en Manzanillo, Colima, México, equivalente a 87.92 hectáreas, donde será construida la terminal marina. Los activos fueron valorados utilizando un enfoque de ingresos. Para prácticamente todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor en libros histórico se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Participación no controladora

La participación no controladora (49 por ciento en ICM correspondiente a Trafigura) reconocida a la fecha de adquisición se valuó con referencia al valor razonable de la participación no controladora y ascendió a \$13.1 millones. Este valor razonable fue estimado aplicando un enfoque de ingresos.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Periodo terminado al 26/09/18
Contraprestación	\$ 16,442
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	\$ (2)
	<hr/>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 16,440</u>

12. Activos disponibles para la venta y operación discontinua

- i. En Febrero de 2016, la administración de la Compañía aprobó el plan de poner a la venta a TDM una planta termoeléctrica de gas natural con una capacidad de 625-MW, ubicada en Mexicali, Baja California, México. Como resultado, la Compañía clasificó TDM como activo disponible para la venta, se detuvo la depreciación de la planta y desde entonces se registró al menor entre su valor en libros y su valor razonable menos los costos de venta.

Los activos y pasivos mantenidos para la venta correspondientes a TDM son los siguientes:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ —	\$ 434
Otros activos	64,263	32,813
Total activos circulantes	<hr/> 64,263	<hr/> 33,247
Impuestos a la utilidad diferidos	201	193
Otros activos	1,515	1,125
Bonos de carbono	2,272	22,089
Propiedad, planta y equipo, neto	79,939	134,633
Total activos no circulantes	<hr/> 83,927	<hr/> 158,040
Total activos	<hr/> <u>\$ 148,190</u>	<hr/> <u>\$ 191,287</u>
Pasivos circulantes	\$ 54,336	\$ 7,974
Pasivos no circulantes	8,186	27,477
Total pasivos	<hr/> <u>\$ 62,522</u>	<hr/> <u>\$ 35,451</u>

Como resultado de clasificar los activos disponibles para la venta durante el año, la Compañía efectuó una revisión del monto recuperable de dichos activos. Esta revisión condujo al reconocimiento, después de impuestos, de una pérdida por deterioro por \$63.8 millones y \$136.9 millones durante 2017 y 2016 respectivamente, la cual se reconoció en los Estados Consolidados de Ganancias. La Compañía también estima el valor razonable menos los costos de disposición de la propiedad, planta y equipo, que está basada en los recientes precios de mercado de activos con similitud de edad y obsolescencia.

- ii. El 1. de junio de 2018, la administración suspendió el proceso de venta de TDM, debido a consideraciones estratégicas por proyectos en desarrollo de la Compañía. Como resultado, los activos y pasivos que previamente se clasificaron como mantenidos para la venta se reclasificaron como disponibles para su uso, y se reanudó la depreciación.

La propiedad, planta y equipo que fue reclasificada ha sido registrada a valor razonable a la fecha en la que se decidió suspender la venta, dado que el valor razonable es menor que el valor en libros que tenía antes de clasificarse como disponible para la venta, ajustado por la depreciación que se hubiere reconocido si estuviera clasificada como disponible para su uso. La diferencia entre el valor en libros y el valor razonable a la fecha en que se decidió suspender la venta es inmaterial.

Como resultado de la incorporación de TDM como activo disponible para su uso, los resultados presentados dentro de la operación discontinua en los Estados Financieros Consolidados fueron reformulados y presentados en el rubro de "Utilidad del período" por el actual período y los períodos anteriores. Como resultado de la decisión de suspender la venta y la incorporación como activo disponible para su uso dentro del segmento de Electricidad, no se generó ninguna ganancia o pérdida a reconocer dentro del Estados Consolidados de Ganancias.

13. Crédito mercantil

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Costo	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091

No existen pérdidas acumuladas por deterioro. La integración del crédito mercantil es como sigue:

Compañía	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IEnova Pipelines	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008
Ventika	115,429	115,429	115,429
IGM	25,654	25,654	25,654
Total	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091

Asignación del crédito mercantil a las unidades generadoras de efectivo.

IEnova Pipelines

La administración espera que la adquisición de IEnova Pipelines tenga beneficios estratégicos, que incluyen oportunidades para expandirse a otros proyectos de infraestructura y como plataforma para impulsar la participación en el sector energético en México. En este sentido el crédito mercantil de IEnova Pipelines se probó bajo la Unidad Generada de Efectivo ("UGE") de la Compañía, IEnova Transportación.

La Compañía utilizó el análisis el DCF para determinar el valor razonable de la UGE, que se obtienen a través de los contratos a largo plazo de los gasoductos y la terminal de almacenamiento de gas es por 6.0 veces al valor en uso. La tasa de descuento utilizada fue de 7.8 por ciento que corresponde al Promedio Ponderado del Costo de Capital ("WACC", por sus siglas en inglés). 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.

Ventika

La administración espera que la adquisición de Ventika tenga beneficios estratégicos, que incluyen oportunidades para expandirse a otros proyectos de infraestructura y como plataforma para impulsar la participación en el sector energético en México. En este sentido el crédito mercantil de Ventika se probó bajo la UGE de la Compañía, IEnova Renovables.

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.

En el caso de Ventika, la Compañía consideró apropiado usar los flujos de efectivo del modelo de adquisición y compararlos con los números reales de 2017 para verificar su consistencia. La tasa de descuento utilizada fue del 9.2 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.

Durante el último trimestre de 2017, la Compañía recibió información adicional sobre el monto del impuesto diferido de Ventika después de la fecha de adquisición, principalmente por el saldo de las pérdidas fiscales pendientes de amortizar, por lo anterior la Compañía realizó un ajuste registrando un decremento neto en el crédito mercantil por \$13.7 millones. (Por favor referirse a la Nota 11.2.c.).

IGM

El crédito mercantil ha sido asignado a la unidad generadora de efectivo IEnova Gasoductos México, la cual se incluye en el segmento de transportación.

El importe recuperable de la UGE se determina con base a DCF a 10 años de los resultados proyectados de IEnova Gasoductos de México. El DCF para 2018, 2017 y 2016 se calculó con base en un pronóstico a largo plazo del flujo de efectivo sin apalancamiento utilizando una tasa de descuento del 7.8 por ciento, la cual fue la misma tasa de descuento utilizada en la fecha de adquisición.

No hay cambios significativos en las operaciones de IEnova Gasoductos de México 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.

14. Propiedad, planta y equipo, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Inversión:</i>			
Edificios y plantas	\$ 4,273,297	\$ 4,017,315	\$ 3,110,525
Equipo	31,937	28,674	96,017
Otros activos	135,580	117,279	59,670
	<u>4,440,814</u>	<u>4,163,268</u>	<u>3,266,212</u>
Depreciación y amortización acumulada	<u>(851,313)</u>	<u>(545,148)</u>	<u>(433,074)</u>
Terrenos	124,908	82,389	82,404
Construcciones en proceso	372,505	28,947	698,543
	<u>\$ 4,086,914</u>	<u>\$ 3,729,456</u>	<u>\$ 3,614,085</u>

Costo	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ 76,524	\$ 2,586,775	\$ 86,965	\$ 364,296	\$ 38,843	\$ 3,153,403
Activos disponibles para la venta	(674)	(436,077)	(7,525)	(533)	(2,935)	(447,744)
Adiciones	282	15,523	17,085	332,682	17,386	382,958
Adquisiciones de negocios EEnova Pipeline (ver nota 11.1)	6,026	296,520	—	—	8,750	311,296
Adquisiciones de negocios Ventika (ver nota 11.2)	252	673,531	—	—	—	673,783
Bajas	—	(1,021)	(164)	—	(738)	(1,923)
Efecto de conversión	(6)	(26,882)	(344)	(724)	(1,636)	(29,592)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	4,978	—	—	—	4,978
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 82,404	\$ 3,113,347	\$ 96,017	\$ 695,721	\$ 59,670	\$ 4,047,159
Adiciones	13	886,917	192	(705,173)	33,318	215,267
Adquisiciones de activos DEN (ver nota 11.3)	—	—	203	—	1,795	1,795
Bajas	(30)	(7,501)	(59)	(325)	(2,146)	(10,061)
Efecto de conversión	2	(10,662)	—	16,013	837	6,190
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	10,814	—	—	—	10,814
Otros	—	24,400	(67,679)	22,711	24,008	3,440
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 82,389	\$ 4,017,315	\$ 28,674	\$ 28,947	\$ 117,279	\$ 4,274,604
Adiciones	12,982	27,863	110	360,893	12,065	413,913
Adquisiciones de activos ICM (ver nota 11.6)	28,832	—	—	—	—	28,832
Efecto de incorporación de TDM como activo disponible para su uso (ver nota 12)	733	235,007	966	523	12,695	249,924
Bajas	(28)	(9,873)	—	(518)	(5,336)	(15,755)
Efecto de conversión	—	351	72	(193)	9	239
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	(13,685)	—	—	—	(13,685)
Otros	—	16,319	2,115	(17,147)	(1,132)	155
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 124,908	\$ 4,273,297	\$ 31,937	\$ 372,505	\$ 135,580	\$ 4,938,227
Depreciación acumulada						
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ —	\$ (523,842)	\$ (10,606)	\$ —	\$ (23,115)	\$ (557,563)
Activos disponibles para la venta	—	178,795	—	—	1,622	180,417
Bajas de activo	—	271	111	—	270	652
Gasto por depreciación	—	(57,741)	(2,241)	—	(3,468)	(63,450)
Efecto de conversión	—	6,732	186	—	886	7,804
Otros	—	(934)	—	—	—	(934)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	—	(396,719)	(12,550)	—	(23,805)	(433,074)
Bajas de activo	—	890	146	—	1,572	2,608
Gasto por depreciación	—	(102,805)	(911)	—	(6,745)	(110,461)
Efecto de conversión	—	(1,314)	(234)	—	(666)	(2,214)
Otros	—	(3,379)	3,579	—	(2,007)	(2,007)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ —	\$ (503,327)	\$ (9,970)	\$ —	\$ (31,851)	\$ (545,148)
Bajas de activo	—	1,591	11	—	866	2,468
Efecto de incorporación de TDM como activo disponible para su uso (ver nota 12)	—	(180,017)	(404)	—	(1,209)	(181,630)
Gasto por depreciación	—	(117,446)	(974)	—	(8,419)	(126,839)
Efecto de conversión	—	(5)	1	—	(3)	(7)
Otros	—	(45)	—	—	(112)	(157)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ —	\$ (799,249)	\$ (11,336)	\$ —	\$ (40,728)	\$ (851,313)

Las adiciones a la propiedad, planta y equipo durante 2018, 2017 y 2016, se componen principalmente de adiciones a la construcción en proceso, relacionadas con los siguientes proyectos:

- Solares - Pima, Tepezalá II y Rumorosa (Ver Notas 1.2.13.).
- Terminales - Veracruz, Puebla, Ciudad de México y Baja California (Ver Notas 1.2.13.).
- Gasoductos - Estación de compresión Sonora.
- Gasoductos - San Isidro - Samalayuca (inició operaciones comerciales el 31 de marzo de 2017).
- Gasoductos - Guaymas - El Oro (inició operaciones comerciales el 19 de mayo de 2017).
- Gasoductos - Ramal el Empalme (inició operaciones comerciales el 24 de junio de 2017).
- Gasoductos - Ojinaga - El Encino (inició operaciones comerciales el 30 de junio de 2017).

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, las adiciones de propiedad, planta y equipo que no han sido pagadas, ascienden a \$63.6 millones, \$41.7 millones y \$49.8 millones, respectivamente.

Costos de préstamos. La Compañía capitalizó costos de préstamos sobre los activos calificables por \$10.7 millones, \$10.2 millones y \$14.8 millones para los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente. El promedio ponderado de la tasa utilizada para determinar los costos de intereses capitalizables fue de 4.02 por ciento, 2.98 por ciento y 3.33 por ciento, respectivamente, para los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

14.1 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:

	Años
Edificios	40
Planta y equipo para el almacenamiento de GNL, regasificación y las instalaciones de inyección de nitrógeno ¹	5-45
Planta y equipo para generación de energía eólica 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.

15. Activos intangibles

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/2016
Saldo en libros:			
Derechos de transmisión de energía renovable (a)	\$ 164,622	\$ 154,144	\$ 154,144
Contrato O&M (b)	44,566	44,566	—
Amortización acumulada	(18,416)	(8,511)	—
	<u>\$ 190,772</u>	<u>\$ 190,199</u>	<u>\$ 154,144</u>

a. Derechos de transmisión de energía renovable

Al 14 de diciembre de 2016, derivado de la adquisición de Ventika la Compañía reconoció \$154.1 millones por derechos de transmisión de energía renovable asociados a los proyectos aprobados bajo el programa preexistente de autoabastecimiento de energía renovable.

El 28 de febrero de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5.0 millones relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Solar Don Diego (Ver Nota 11.).

El 14 de agosto de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5.5 millones relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Border Solar (Ver Nota 11.).

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 de 20 años para Ventika y de 15 años para Don Diego y Border Solar.

b. Contrato O&M

En noviembre de 2017, derivado de la adquisición de activos de DEN, la Compañía reconoció un activo intangible por \$44.6 millones, relacionado con el contrato de O&M con TAG, la amortización es calculada utilizando el método de línea recta hasta la fecha del vencimiento del contrato en febrero de 2041, equivalente a 23 años. (Ver Nota 11.).

16. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuentas por pagar	\$ 99,713	\$ 72,603	\$ 93,731
Otras cuentas por pagar	44	35	835
	<u>\$ 99,757</u>	<u>\$ 72,638</u>	<u>\$ 94,566</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.

17. Beneficios a los empleados

17.1. 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.

17.2. 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.

17.3. 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.

17.3.1. Costos y obligaciones de los beneficios a los empleados

Los principales supuestos utilizados para fines de los cálculos actuariales son los siguientes:

	Valuación al		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Tasas de descuento	9.75%	8.25%	8.00%
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	\$ 18.81	\$ 18.20	\$ 19.72

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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 836	\$ 155	\$ 646
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	528	457	345
Ganancias actuariales reconocidas en ORI	519	704	1,765

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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 6,537	\$ 5,586	\$ 4,295
Costo del servicio actual	836	105	585
Ingreso por interés	528	422	309
(Ganancias) pérdidas actuariales	(519)	482	435
Transferencia de efectivo	310	—	115
Beneficios pagados	(49)	(58)	(153)
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 7,643</u>	<u>\$ 6,537</u>	<u>\$ 5,586</u>

18. Otros pasivos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 22,454	\$ 6,959	\$ 4,855
Depósitos de clientes	2,266	1,333	1,022
Pasivo por garantías (b)	—	2,080	—
	<u>\$ 24,720</u>	<u>\$ 10,372</u>	<u>\$ 5,877</u>

- a. El saldo corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo. (Ver Nota 23.).
- b. IEnova y su socio TransCanada participan en la construcción del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, y contrataron de manera conjunta, garantías que cubren obligaciones durante la construcción de dicho gasoducto. (Ver Nota 10.3.).

19. Otros pasivos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Salarios y prestaciones por pagar	\$ 21,302	\$ 19,012	\$ 14,995
Ingresos diferidos (a) y (b)	11,983	—	—
Retenciones	6,771	619	13,866
Arrendamientos por pagar (c)	2,736	—	—
	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>	<u>\$ 28,861</u>
Otros pasivos a corto plazo	\$ 28,073	\$ 19,631	\$ 28,861
Otros pasivos a largo plazo	14,719	—	—
	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>	<u>\$ 28,861</u>

- a. Corresponde a servicios por prestar relacionados con el gasoducto Guaymas - El Oro por un importe de \$7.6 millones. Se espera que el proyecto entre en operación a finales de 2019.
- b. Corresponde a servicios por prestar del contrato de San Isidro - Samalayuca por un importe de \$4.3 millones.
- c. Corresponde a la cuota mensual fija por el uso y aprovechamiento del terreno cedido por la API Veracruz.

20. Provisiones

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 54,443	\$ 58,654	\$ 41,618
Otros (b)	7,711	8,950	10,347
	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>	<u>\$ 51,965</u>
Circulantes	\$ 251	\$ 394	\$ 930
No circulantes	61,903	67,210	51,035
Total de provisiones	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>	<u>\$ 51,965</u>

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ 34,236	\$ 1,293	\$ 35,529
Provisión adicional	1,705	9,380	11,085
Incremento de gasto financiero	1,745	—	1,745
Pago y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(326)	(326)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	3,932	—	3,932
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 41,618	\$ 10,347	\$ 51,965
Provisión adicional	4,239	—	4,239
Incremento de gasto financiero	1,983	—	1,983
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,397)	(1,397)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	10,814	—	10,814
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 58,654	\$ 8,950	\$ 67,604
Reconocimiento de provisión de TDM por incorporación como activo disponible para su uso	6,922	—	6,922
Incremento de gasto financiero	2,552	—	2,552
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,239)	(1,239)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	(13,685)	—	(13,685)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 54,443	\$ 7,711	\$ 62,154

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 4.64 por ciento, 3.90 por ciento y 4.54 por ciento al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

b. Otras provisiones.

El saldo de otras provisiones incluye un pasivo por \$0.3 millones derivado de un contrato oneroso que representa el valor presente de las pérdidas futuras que la Compañía espera incurrir bajo uno de sus contratos de servicios. Debido a que el activo relacionado está siendo operado por debajo de su capacidad instalada, la Administración de la Compañía utiliza un modelo de valor presente para determinar el valor de la provisión, utilizando una tasa de descuento del 10 por ciento.

Al 31 de diciembre 2018, los saldos del contrato de servicios específicos ("CSE"), se relacionaban 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 por un monto de \$7.4 millones.

21. 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 a las fechas de obligación. La Compañía determina el cumplimiento de la obligación con base en las bitácoras de las emisiones y considerando el valor razonable 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 31/12/18
Activos:	
Circulante	\$ 5,936
No circulante	15,499
	<u>\$ 21,435</u>
Pasivos (a) :	
Circulante	\$ 6,354
Largo plazo	14,826
	<u>\$ 21,180</u>

- a. Los cambios en los estados consolidados de situación financiera se registraron al costo de ingresos de \$21.9 millones, \$16.5 millones y \$12.8 millones por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 respectivamente.

22. Deuda a corto plazo

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 la deuda a corto plazo se integra de la siguiente manera:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Línea de crédito (a)	\$ 808,086	\$ 137,053	\$ 446,034
Deuda a corto plazo de IEnova Pipelines Crédito bancario (ver Nota 23.c).	38,227	40,631	38,682
Deuda a corto plazo de Ventika Crédito bancario (ver Nota 23.d).	25,973	22,588	13,482
Trina Solar (ver Nota 23.g).	28	—	—
CEBURES tasa variable (ver Nota 23.a).	—	65,871	—
	<u>\$ 872,314</u>	<u>\$ 200,272</u>	<u>\$ 498,198</u>
Costos de financiamiento	(2,140)	(3,383)	(4,627)
	<u>\$ 870,174</u>	<u>\$ 196,889</u>	<u>\$ 493,571</u>

- a. **Línea de crédito.** El 21 de agosto de 2015, la Compañía, contrató una línea de crédito revolvente por \$400.0 millones con una duración de cinco años, dicha línea de crédito 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 y The Bank of Nova Scotia.

Disposición de la línea de crédito. En junio y julio de 2016, la Compañía retiró \$20.0 millones y \$380.0 millones, respectivamente, de esta línea de crédito, los cuales se utilizaron para capital de trabajo y propósitos corporativos en general. En diciembre de 2016, la Compañía retiró \$375.0 millones para financiar una parte de la adquisición de Ventika y para propósitos corporativos generales.

El 21 de octubre de 2016, la Compañía realizó un pago de \$250.0 millones de la línea de crédito.

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía renegoció la línea de crédito para incrementarla hasta por un monto de \$1,170.0 millones. El 30 de diciembre de 2016, una parte de este crédito revolvente fue pagado por un monto de \$200.0 millones.

El 14 de noviembre de 2017, la Compañía dispuso de \$260.0 millones, una parte de esta disposición fue utilizada para la adquisición de DEN. (Ver Nota 11.3.).

El 14 de diciembre de 2017, con los recursos provenientes de la emisión de Senior Notes, la Compañía pagó una porción del crédito revolvente por \$730.0 millones (Ver Nota 23.f.).

En 2017 la Compañía depositó \$913.0 millones de la línea de crédito para pagar el crédito con ISL y para capital de trabajo y propósitos generales corporativos.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 el monto disponible del crédito fue de \$362.0 millones, \$1,033.0 millones, y \$724.0 millones, respectivamente.

- b. **Proyecto de financiamiento de IVA-** El 8 de abril de 2014, Ventika contrató una línea de crédito con NAFINSA y BANCOMEXT como prestamistas. El 17 de diciembre de 2015, se firmó un convenio modificatorio para incrementar la línea de crédito hasta \$569.4 millones de Pesos y \$713.3 millones de Pesos, respectivamente. Los intereses se devengaron a la tasa TIIE más 250 PBS exigibles trimestralmente. La línea de crédito bajo este contrato se utilizó para financiar el IVA sobre el proyecto Ventika. En 2016 la Compañía decidió pagar el total de la línea de crédito dispuesta y cancelar el mismo.

23. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 la deuda a largo plazo incluye:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Senior Notes (f)	\$ 840,000	\$ 840,000	\$ —
Santander – Ventika (d, e)	426,359	451,248	472,781
Bancomer – IEnova Pipelines (c)	239,513	—	—
CEBURES a tasa fija (a, b)	198,142	277,175	317,279
Trina Solar (g)	3,757	—	62,911
CEBURES a tasa variable (a, b)	—	197,614	188,734
	<u>\$ 1,707,771</u>	<u>\$ 1,766,037</u>	<u>\$ 1,041,705</u>
Costos de emisión de deuda	(32,579)	(33,997)	(1,901)
	<u>\$ 1,675,192</u>	<u>\$ 1,732,040</u>	<u>\$ 1,039,804</u>

- a. **CEBURES.** Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos colocaciones públicas de CEBURES con las siguientes características:
- i. La primera colocación fue por \$306.2 millones (\$3,900.0 millones de Pesos históricos) devengando intereses a una tasa fija del 6.30 por ciento, con pagos de intereses semestralmente, hasta su vencimiento en 2023.
 - ii. La segunda colocación fue de \$102.1 millones (\$1,300.0 millones de Pesos históricos) devengando intereses a una tasa de interés variable TIIE más 30 PBS, con pagos de intereses mensuales, hasta su vencimiento en 2018. La tasa promedio anual al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 fue de 6.93 por ciento, 7.25 por ciento y 4.64 por ciento, respectivamente.

El 8 de Febrero de 2018, la Compañía hizo el reembolso de la segunda colocación de la emisión de deuda pública, CEBURES, por un monto de \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos.

Para esta deuda, que estaba programada para madurar en 2018, La Compañía realizó un contrato de instrumento derivado e intercambié tasa fija en Pesos Mexicanos por un tipo fijo en Dólares, intercambiando pagos principales e intereses. La Compañía recibió \$1,300.0 millones Pesos Mexicanos y pagó \$102.2 millones Dólares estadounidenses. El reembolso finalizó el contrato de cobertura y la responsabilidad de CEBURES.

- b. **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 Mexicanos:
- i. Para la deuda con vencimiento en 2023, la Compañía intercambié la tasa variable 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 por ciento.
 - ii. Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambié 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 2.66 por ciento.

La suma del valor del notional de los swaps al 31 de Diciembre de 2018, es de \$306.2 millones (\$3,900.0 millones de Pesos históricos). Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

- c. **Bancomer - IEnova Pipelines.** El 5 de diciembre de 2013, IEnova Pipelines firmó un contrato de crédito sindicado con cuatro instituciones bancarias teniendo como agente a Bancomer y como fiduciario a Deutsche Bank México, División Fiduciaria. El crédito contratado fue por \$475.4 millones y se destinará para desarrollar los proyectos de IEnova Pipelines. Los bancos que participan en dicho crédito son Bancomer con un porcentaje de aportación del 50.0 por ciento, The Bank of Tokyo, Mizuho con un 20.0 por ciento y NORD/LB con un 15.0 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.

El interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR a más 2.0 por ciento hasta el quinto aniversario, del quinto al octavo aniversario se incrementa a 2.50 por ciento del octavo al doceavo aniversario se incrementa 2.75 por ciento y desde el treceavo año y hasta el vencimiento se utilizará LIBOR más 2.75 PBS.

Al 31 de diciembre de 2018, los vencimientos de la deuda a largo plazo son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 38,227
2020	42,213
2021	45,054
Posteriores	152,247
	<u>\$ 277,741</u>

En dicho crédito, IEnova Pipelines quedó denominada como acreditada, TDF y GdT conjuntamente 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 obligaciones:

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 (EBITDA sobre intereses), para el pago de intereses.

A la fecha de estos Estados Financieros Consolidados, la Compañía ha cumplido con estas obligaciones.

El 22 de enero de 2014, IEnova Pipelines contrato instrumentos derivados (swap) con Bancomer, The Bank of Tokyo, Mizuho y NORDBANK para cubrir el riesgo de tasa de interés de su deuda sobre el total del crédito. Los instrumentos cambian la tasa LIBOR a una tasa fija del 2.63 por ciento.

La Compañía ha designado los instrumentos financieros derivados antes mencionados bajo el modelo de coberturas de flujo de efectivo, en término de lo permitido por la normatividad contable, esto dado que los swap de tasa de interés el objetivo es fijar el flujo de efectivo derivado del pago de intereses por el préstamo sindicado que vence en 2026.

- d. **Proyecto de financiamiento del parque eólico Ventika.** El 8 de abril de 2014, Ventika 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 (“BANOBRA”), BANCOMEXT y NAFINSA 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). Las líneas de crédito devengan intereses de la siguiente manera:

Banco	Fecha de vencimiento
SANTANDER	15/03/2024
BANOBRA	15/03/2032
NADB	15/03/2032
BANCOMEXT	15/03/2032
NAFIN	15/03/2032

El desglose del crédito de muestra:

Banco	Año terminado el 31/12/18
NADB	\$ 135,666
SANTANDER	92,701
BANOBRA	87,214
BANCOMEXT	67,833
NAFINSA	67,833
Intereses por pagar	1,085
	<u>\$ 452,332</u>

- e. **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 BANOBRAS; los cuales cubren hasta el 92.0 por ciento del total de las líneas de crédito. Los contratos swap permiten a la Compañía pagar tasas fijas de interés por 2.94 por ciento y 3.68 por ciento respectivamente; y recibir tasas variables (LIBOR a tres meses).
- f. **Senior Notes .** El 14 de diciembre de 2017, la Compañía llevo a cabo una oferta internacional de deuda por un monto de \$840.0 millones con las siguientes características:
 - i) La primera colocación fue por \$300.0 millones y devenga intereses a una tasa del 3.75 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2028.
 - ii) La segunda colocación fue por \$540.0 millones y devenga intereses a una tasa del 4.88 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2048.

Al 31 de diciembre de 2018, los costos de emisión de deuda fueron por \$32,579.0 millones.

La Compañía utilizó los recursos de la colocación para pagar deudas a corto plazo y el remanente se utilizó para fines corporativos en general.

- g. **Trina Solar - ESJ Renewable I, S. de R. L. de C. V.** El 31 de Julio de 2018, la Compañía firmó un contrato de crédito con Trina Solar Holdings, B. V. El monto del préstamo es por \$3.7 millones, el cual será utilizado para el desarrollo del Proyecto Solar de Tepezala II. Con vencimiento de 10 años.

El préstamo otorgado puede ser pagado en su totalidad al final de la vida del contrato, o bien, total o parcialmente antes del termino de este.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral mas 365 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento en 2028.

24. Instrumentos financieros

24.1. 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 a 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 2018, 2017 y 2016 la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

24.2. Categorías de instrumentos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos financieros			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918
Inversiones en valores a corto plazo	83	1,081	80
Efectivo restringido	26,283	55,820	51,363
FVTPL			
Con fines de negociación	17,703	9,146	8,120
Costo amortizado			
Préstamos y cuentas por cobrar	844,989	613,280	218,214
Arrendamiento financiero	942,184	950,310	957,466
Pasivos financieros			
FVTPL			
Con fines de negociación	\$ 163,823	\$ 204,170	\$ 226,161
Costo amortizado	3,055,700	2,695,537	1,897,812

24.3 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 Consolidado 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 y dentro de los lineamientos de la política, o 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 negociación, lo cual es el caso de los instrumentos financieros derivados. 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.

24.4 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.

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.

24.5. *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 95.0 por ciento en sus cálculos de VaR.

El VaR de un día al 95.0 por ciento refleja la probabilidad de 95.0 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Swap de tasa de interés y commodities	\$ 2,258	\$ 2,581	\$ 4,025
Exposición total VaR	\$ 2,145	\$ 2,452	\$ 3,824

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 95.0 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 periodo 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 24.7.1.

24.6. *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 esta 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 la base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos (Ver Nota 24.4.).

24.7. Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el Dólar, adicionalmente, mantiene saldos en Pesos Mexicanos 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 del periodo de reporte son los que se muestran como sigue:

	Activos monetarios					
	Por los años terminados el					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	\$	907,113	\$	746,038	\$	171,462
Subsidiarias con moneda funcional Peso		32,146		33,594		19,900
	Pasivos monetarios					
	Por los años terminados el					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	\$	860,870	\$	853,067	\$	779,000
Subsidiarias con moneda funcional Peso		31,325		26,478		34,012

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 las siguientes.

	Pesos			
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	19/02/19
Un Dólar	\$ 19.6829	\$ 19.7354	\$ 20.6640	\$ 19.3625

24.7.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 24.7. son presentados en Pesos Mexicanos 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 de ganancias y ORI a un aumento y disminución del 10.0 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 10.0 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 10.0 por ciento en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo esta 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 10.0 por ciento frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10.0 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 10.0 por ciento contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10.0 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		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Utilidad o (pérdida) (i)	\$ 2,943	\$ 6,811	\$ 38,662	\$ 52	\$ (453)	\$ 898
ORI	—	—	—	414	2,580	(9,486)

(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 en las subsidiarias con moneda funcional Peso Mexicano a la moneda extranjera ha aumentado principalmente debido al incremento del saldo en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

24.8. Administración del riesgo de tasas de interés

En septiembre 2005, la Compañía celebró operaciones de derivados para cubrir pagos futuros de intereses asociados a los préstamos pronosticados por \$450.0 millones de terceros de ECA, los cuales fueron designados como cobertura de flujo de efectivo.

En 2007, se volvió probable que la partida cubierta no se concretara debido a un cambio en las necesidades de financiamiento externo de la Compañía. En consecuencia, una ganancia de cobertura de flujo de efectivo de \$30.0 millones fue reclasificada del ORI en el capital a los resultados del periodo, y los cambios en el valor razonable de estos instrumentos fueron reconocidos en resultados en forma prospectiva dentro de la línea otras pérdidas y ganancias.

Al 31 de diciembre de 2014, existía un swap de tasa de interés con un importe notional de \$151.2 millones bajo el cual, IEnova recibía una tasa variable de interés (LIBOR a tres meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0 por ciento.

Los términos originales del contrato swap, expiraban el 15 de diciembre de 2027. El 16 de septiembre de 2015, a través de una cláusula de terminación anticipada, la Compañía realizó un pago anticipado por un monto de \$29.8 millones, como resultado de este pago dicho derivado ha sido cancelado. La información anual del VaR relacionada al swap de tasa de interés se incluye en la Nota 24.5.

24.8.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por los negocios conjuntos de la Compañía

Como se describe en la Nota 10.2. b. el negocio conjunto con Saavi Energía firmó un contrato swap para cubrir eficazmente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

Como se describe en la Nota 10.5. b. el negocio conjunto con BlackRock firmó un contrato de swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

El valor razonable 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 negocio conjunto 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.

24.9. 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 100.0 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.

24.9.1. 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 el			
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	
Ciente 1	Gas	\$ 317,805	\$ 317,055	\$ 226,496
Ciente 2	Electricidad y Gas	218,126	142,445	—
Ciente 3	Gas	171,666	168,937	40,592
Ciente 4	Gas	143,026	113,086	6,143
Ciente 5	Gas	123,366	114,093	30,040
Ciente 6	Gas	98,435	103,043	101,998
Ciente 7	Gas	84,846	87,160	88,646
Ciente 8 *	Electricidad	36,353	35,389	3,594
Ciente 9	Gas	36,723	36,397	35,839
Ciente 10	Electricidad	—	—	110,576
Otros **		138,209	105,300	123,165
		<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>	<u>\$ 767,089</u>

* Ver Nota 12.

** Dentro de otros, no hay clientes que representen más del 9.0 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.

El riesgo de crédito máximo al que está expuesta la Compañía al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, era de \$350.9 millones, \$313.6 millones y \$190.2 millones, respectivamente.

24.10. 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 2018, los proyectos se financiaron por recursos obtenidos por la Oferta Global (Ver Nota 1.2.2.) 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 22, la Compañía tenía \$1,033.0 millones en líneas de crédito disponibles con los bancos.

24.10.1. 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 periodos 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 tanto de intereses como de principales. En la medida en que los flujos de intereses son de tasa variable, el monto no descontado se deriva de la tasa de interés spot al final del período de reporte.

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2018						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 808,086	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 808,086
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	11,250	33,750	56,250	300,000	401,250
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	26,325	78,975	131,625	1,066,500	1,303,425
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.3	12,483	37,449	199,286	—	249,218
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	6.49	53,649	83,028	197,086	447,892	781,655
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	49,316	33,268	283,563	—	366,147
Tasa variable de la deuda a largo plazo (Trina)	6.07	256	684	1,140	3,862	5,942
		<u>\$ 961,365</u>	<u>\$ 267,154</u>	<u>\$ 868,950</u>	<u>\$1,818,254</u>	<u>\$3,915,723</u>
31 de diciembre de 2017						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 137,053	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 137,053
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	6,563	33,750	56,250	316,875	413,438
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	15,356	78,975	131,625	1,105,988	1,331,944

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
Tasa de interés variable de la deuda a corto plazo (Ver Nota 23.)	4.14	65,871	—	—	—	65,871
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.30	12,623	37,868	211,378	—	261,869
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	5.60	48,211	76,868	210,235	472,467	807,781
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	53,642	39,034	341,697	—	434,373
		<u>\$ 339,319</u>	<u>\$ 266,495</u>	<u>\$ 951,185</u>	<u>\$1,895,330</u>	<u>\$3,452,329</u>
31 de diciembre de 2016						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 442,560	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 442,560
Tasa de interés variable de la deuda a corto plazo (Ver Nota 23)	4.14	2,512	57,613	—	—	60,125
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.30	12,055	36,166	24,111	177,769	250,101
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	5.59	38,767	75,855	50,570	645,630	810,822
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	53,576	44,682	29,788	361,961	490,007
		<u>\$ 549,470</u>	<u>\$ 214,316</u>	<u>\$ 104,469</u>	<u>\$1,185,360</u>	<u>\$2,053,615</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.

	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2018					
Importes netos:					
- Swap tipo de cambio y tasa de interés	\$ 176	\$ (1,920)	\$ (159,750)	\$ (2,909)	\$ (164,403)
	<u>\$ 176</u>	<u>\$ (1,920)</u>	<u>\$ (159,750)</u>	<u>\$ (2,909)</u>	<u>\$ (164,403)</u>

	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2017					
Importes netos:					
- Swap tipo de cambio y tasa de interés	\$ (38,978)	\$ (3,032)	\$ (12,579)	\$ (141,516)	\$ (196,105)
	<u>\$ (38,978)</u>	<u>\$ (3,032)</u>	<u>\$ (12,579)</u>	<u>\$ (141,516)</u>	<u>\$ (196,105)</u>
31 de diciembre de 2016					
Importes netos:					
- Swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ (3,848)	\$ (54,361)	\$ (13,089)	\$ (146,824)	\$ (218,122)
	<u>\$ (3,848)</u>	<u>\$ (54,361)</u>	<u>\$ (13,089)</u>	<u>\$ (146,824)</u>	<u>\$ (218,122)</u>

24.11. Valor razonable de instrumentos financieros

24.11.1. Valor razonable 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					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros						
Arrendamiento financiero por cobrar	\$ 942,184	\$ 942,184	\$ 950,310	\$ 950,310	\$ 957,466	\$ 957,466
Préstamos a partes relacionados no consolidables	691,340	696,626	535,945	592,727	117,328	103,965
Pasivos financieros						
Pasivos financieros a costo amortizado:						
- Deuda a largo plazo (cotizados en la bolsa de valores)	1,038,142	865,710	1,037,614	998,995	249,744	232,812
- Deuda bancaria a largo plazo	669,629	675,801	728,423	849,486	790,060	678,649
- Préstamos de partes relacionadas no consolidables (corto plazo)	310,696	310,694	554,497	553,558	260,914	491,879
- Deuda a corto plazo	872,314	872,314	266,143	266,143	498,198	678,649
- Préstamos de partes relacionadas no consolidables (largo plazo)	75,161	67,963	73,510	69,967	3,080	3,080

24.11.2. Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de medir el valor razonable

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros se determinan como sigue:

- El valor razonable 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.
- La Compañía determina el valor razonable de su deuda a largo plazo con precios de mercados reconocidos.
- Para los pasivos financieros y otras deudas a largo plazo, la Compañía determina el valor razonable de sus otros pasivos financieros a costo amortizado determinando su valor presente al final de cada periodo. 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.
- El valor razonable de los derivados y otras posiciones derivadas, las cuales incluyen swaps de tasa de interés, son determinados utilizando supuestos que harían los participantes en el mercado al valuar 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 observables, corroborados en el mercado o generalmente no observables.

Los supuestos significativos utilizados por la Compañía para determinar el valor razonable de los siguientes activos y pasivos financieros se describen a continuación.

24.11.3. Mediciones de valor razonable reconocidas en los Estados Consolidados de Posición Financiera

La Compañía aplica recurrentemente mediciones de valor razonable para ciertos activos y pasivos. “Valor razonable” se define en el párrafo de la Nota 2.2.b.

Una medición a valor razonable 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 valor razonable de sus pasivos.

La Compañía establece un nivel jerárquico de designación de los inputs utilizados para medir el valor razonable. 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable 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 valor razonable sobre una base recurrente se mencionan en la siguiente tabla y fueron clasificados como Nivel 1 y 2 en la jerarquía del valor razonable:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Activos financieros a valor razonable a través de resultados</i>			
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)*	\$ 26,366	\$ 56,901	\$ 51,443
Activos financieros derivados (Nivel 2)	17,620	8,065	8,040
<i>Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados</i>			
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	163,823	204,170	226,161

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 por \$23.3 millones, \$55.8 millones y 51.4 millones al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

24.11.4. 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 valor razonable y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los Estados Consolidados de Ganancias.

25. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR. La tasa sobre el impuesto corriente es del 30.0 por ciento.

25.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en el Estado Consolidado de Ganancias

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Impuesto causado:</i>			
ISR	\$ (113,683)	\$ (39,376)	\$ (102,950)
IETU-IMPAC	—	(205)	—
	<u>(113,683)</u>	<u>(39,581)</u>	<u>(102,950)</u>
<i>Impuesto diferido:</i>			
Impuesto diferido del ejercicio	<u>(29,381)</u>	<u>(64,582)</u>	<u>(14,395)</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ (143,064)</u>	<u>\$ (104,163)</u>	<u>\$ (117,345)</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	\$ 535,666	\$ 413,660	\$ 829,494
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(160,700)	(124,098)	(248,848)
Gastos no deducibles	(1,985)	(2,880)	(2,546)
Efectos de fluctuación cambiaria	513	(17,806)	38,884
Efectos de ajuste por inflación	(28,076)	(32,341)	(8,779)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	2,279	(25,965)	(23)
Efecto de remediación del valor de inversión en subsidiarias	—	—	201,921
Ingresos no acumulables	—	368	1,055
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo, neto y pérdidas fiscales	55,180	98,880	(97,792)
Otros	(10,275)	(321)	(1,217)
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	\$ (143,064)	\$ (104,163)	\$ (117,345)

El cambio en la tasa efectiva de impuestos a la utilidad se debió principalmente a los siguientes factores:

- 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 ISR en México reconoce dicha utilidad o pérdida en relación a los saldos en Dólares estadounidenses.
- 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.
- Pérdidas fiscales utilizadas o no reconocidas como impuestos diferidos.

25.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en el capital social y en ORI

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Reconocidos directamente en capital social:			
Emisión de acciones ordinarias a través de IPO y oferta global	\$ —	\$ 17,851	\$ 10,463
Reconocidos directamente en ORI:			
Impuesto relacionado con las ganancias actuariales en planes de beneficio definidos	(156)	(211)	(530)
Impuesto en valuación de instrumentos de cobertura	(4,605)	(2,357)	(5,459)
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en el capital social y ORI	\$ (4,761)	\$ 15,283	\$ 4,474

25.3. 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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 72,497	\$ 171,015	\$ 265,310
Gastos acumulados y provisiones	21,582	43,381	28,940
Efecto de la combinación de negocios IEnova Gasoductos México	1,355	1,453	1,550
Beneficios a los empleados	6,845	5,941	4,835
Inventarios	1,909	2,768	3,861
Estimación para cuentas de cobro dudoso	159	139	123
Activo diferido por emisión de acciones del IPO y oferta global	17,851	17,851	17,851
Activo diferido por instrumentos financieros mantenidos con fines de cobertura	6,593	10,360	19,899
Otros	—	—	(1,720)
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	128,791	252,908	340,649
Efecto de desconsolidación (a)	(47,938)	(155,574)	(250,961)
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 80,853	\$ 97,334	\$ 89,688
Por los años terminados el			
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Propiedad, planta y equipo	\$ (228,634)	\$ (318,297)	\$ (340,451)
Arrendamientos financieros	(282,525)	(285,000)	(287,240)
Efecto del valor presente de los activos e intangibles de Ventika	(83,054)	(86,241)	(88,355)
Gastos pagados por anticipado	(4,396)	(4,693)	(11,263)
Otros	(16,221)	(12,957)	(13,259)
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	(614,830)	(707,188)	(740,568)
Efecto de desconsolidación (a)	47,938	155,574	250,961
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (566,892)	\$ (551,614)	\$ (489,607)

- 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 2018, 2017 y 2016.

Durante 2017, la Compañía no ha reconocido un activo por impuestos diferidos por un monto de \$15.2 millones generado por las diferencias entre el valor contable y el valor fiscal, como resultado de la decisión de clasificar a TDM como activo disponible para la venta.

Adicionalmente, la Compañía no ha reconocido un activo por impuestos diferidos por la cantidad de \$23.4 millones 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.

25.4. *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		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos	\$ 80,853	\$ 97,334	\$ 89,688
Pasivos	\$ (566,892)	\$ (551,614)	\$ (489,607)
	<u>\$ (486,039)</u>	<u>\$ (454,280)</u>	<u>\$ (399,919)</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 2018, son:

Año de Vencimiento	Pérdidas fiscales amortizables	IMPAC Recuperable
2019	\$ 1,675	\$ 147
2020	1,630	147
2021	1,358	147
2022	537	147
2023	458	147
2024	2,243	147
2025	19,696	147
2026	206,996	147
2027	1,241	147
2028	5,824	151
	<u>\$ 241,658</u>	<u>\$ 1,474</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 \$241.7 millones y \$1.5 millones, respectivamente.

25.5. *Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Impuestos a la utilidad por recuperar:</i>			
ISR por recuperar	<u>\$ 74,806</u>	<u>\$ 81,909</u>	<u>\$ 6,390</u>
<i>Impuestos a la utilidad por pagar:</i>			
ISR por pagar	<u>\$ (63,044)</u>	<u>\$ (3,384)</u>	<u>\$ (13,322)</u>

26. Capital contable

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Capital social	\$ 963,272	\$ 963,272	\$ 963,272
Aportación adicional de capital	2,351,801	2,351,801	2,351,801
	<u>\$ 3,315,073</u>	<u>\$ 3,315,073</u>	<u>\$ 3,315,073</u>

26.1. La integración del capital social se muestra a continuación:

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento del capital social de la Compañía en \$1.0 Peso, el cual fue suscrito y pagado por SEH, parte relacionada no consolidable, aumentando el valor de su parte social; asimismo, la Compañía aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable (“S. A. de C. V.”, Compañía Pública Limitada). En virtud de dichos cambios, se realizó la transformación de las partes sociales por acciones, las cuales al 15 de febrero de 2013 se encontraban distribuidas de la manera que se muestra a continuación:

Nombre del accionista	Acciones		Total
	Clase I	Clase II	
Sempra Energy Holdings XI, B. V.	4,990	935,908,312	935,913,302
Sempra Energy Holdings IX, B. V.	10	—	10
	<u>5,000</u>	<u>935,908,312</u>	<u>935,913,312</u>

El capital social está integrado por acciones comunes nominativas, sin expresión de valor nominal. El valor teórico por acción es de \$10.0 Pesos Mexicanos. Las acciones Clase I y II representan la parte fija y la parte variable del capital social, respectivamente. La parte variable es ilimitada.

El 6 de marzo de 2013, SEH suscribió una ampliación de capital en SEMCO (subsidiaria de Sempra Energy), acordando pagar dicho aumento de capital a través de una contribución en acciones de IEnova por un monto a determinarse de acuerdo al precio por acción de la Oferta Global y sujeto a que las acciones de IEnova estén debidamente inscritas en el Registro Nacional de Valores (“RNV”). El 21 de marzo de 2013, la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en RNV, SEMCO adquirió la totalidad de las acciones de SEH, conforme a los términos descritos; por lo tanto, a partir de esta fecha SEMCO es la nueva compañía controladora de IEnova.

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevó a cabo una Oferta Global de acciones. A través de la Oferta Global, la Compañía emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.0 Pesos por acción, dicha oferta incluía una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de \$520,707.0 (\$6,448.4 millones de Pesos Mexicanos).

El 27 de marzo de 2013, en seguimiento a la Oferta Global, los intermediarios colocadores tanto en México como en el extranjero ejercieron las opciones de sobreasignación acordadas. El monto de las sobreasignaciones fue de \$78,106.0 (\$967.0 millones de Pesos Mexicanos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.0 Pesos Mexicanos por acción.

El 14 de septiembre de 2015, en Asamblea General de Accionistas, se aprobó la propuesta de una oferta de acciones, es una oferta global combinada, que consiste en una oferta pública en México para el público en general y una oferta internacional como lo define la regla 144A bajo la regulación de la United States Securities Act of 1933.

En adición se aprobó un aumento de capital por \$3,300.0 millones de Pesos Mexicanos en 330 millones de acciones ordinarias. Al 31 de diciembre del 2015, dichas acciones no se han suscrito ni pagado y por lo tanto no hay impacto que se refleje en los Estados Financieros Consolidados.

26.2. Oferta Global

El 13 de octubre de 2016, la Compañía realizó la Oferta Global por un total de 380,000,000 de acciones ordinarias con un valor de \$80.0 Pesos por acción. Después de que la Oferta Global de acciones se ejerció la opción de la sobreasignación de acciones y, el capital variable representó aproximadamente el 33.57 por ciento de la participación destacada de IEnova.

El total recaudado, neto de costos de emisión, fueron aproximadamente \$1.6 billones de Dólares. Los recursos totales que la Compañía obtuvo como resultado de la Oferta Global ascendieron a \$30,400.0 millones de Pesos Mexicanos y los costos de emisión ascendieron a \$659.5 millones de Pesos Mexicanos (\$34.8 millones de Dólares). Posterior a la Oferta Global de la Compañía, el capital suscrito y pagado de IEnova está representado por un total de 1,534,023,812 acciones.

26.3. Constitución de fondo de compra de acciones propias

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 14 de junio de 2018, aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo para dicho fin correspondiente al 31 de diciembre de 2018, la cantidad de hasta \$250.0 millones. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ha recomprado 2,000,000 acciones por un total de \$7.2 millones. Las acciones recompradas se mantienen en Tesorería y no pueden ser liberadas sin la aprobación de la Asamblea General de Accionistas de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2018 el balance del fondo de compra de acciones es de \$242.8 millones (\$5,021.0 millones de Pesos Mexicanos).

Por el año que término el 31 de diciembre de 2018 (Pesos Mexicanos)

Accionistas de la Compañía	Numero de Partes Sociales	Capital Social Fijo	Capital Social Variable	Total	Total de Capital Social
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 751,825
Publico Inversionista	514,985,500	—	5,149,855,000	5,149,855,000	211,447
	<u>1,534,023,812</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 15,340,188,120</u>	<u>\$ 15,340,238,120</u>	<u>\$ 963,272</u>

27. Dividendos decretados

Durante 2018, 2017 y 2016 a través de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobaron decretos de dividendos en efectivo, aplicados contra el saldo de CUFIN. Bajo la regulación mexicana los dividendos pagados provenientes de CUFIN no son sujetos a impuestos. Los dividendos declarados y pagados fueron por los siguientes montos:

Fecha de Asamblea	Monto
24 de julio de 2018(*)	\$ 210,000
25 de julio de 2017	\$ 200,000
9 de agosto de 2016	\$ 140,000

* Estos dividendos fueron pagados el 21 de agosto de 2018.

27.1. Dividendo por acción

	Centavos por acción por el año terminado el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IEnova	<u>\$ 0.14</u>	<u>\$ 0.13</u>	<u>\$ 0.11</u>

28. Información por segmentos

28.1. Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La información reportada para efectos de la asignación de recursos y evaluación de desempeño de los segmentos se centra en los tipos de bienes o servicios entregados o proporcionados. Los segmentos que reporta la Compañía, son descritos y presentados en la Nota 1.3.

Las siguientes tablas muestran información por segmento de los Estados Consolidados de Ganancias y los Estados Consolidados de Posición Financiera.

28.2. Ingresos y resultados por segmento

A continuación se muestra, un análisis de los ingresos y resultados por operaciones continuas por segmento reportable de la Compañía:

	Ingresos por segmentos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas:			
Ingresos con clientes	\$ 919,783	\$ 888,647	\$ 548,947
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	138,752	103,043	101,998
Ingresos entre segmentos	329,527	309,179	238,147
Electricidad:			
Ingresos con clientes	99,592	99,164	12,315
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	208,652	130,192	101,192
Corporativo:			
Asignación de servicios profesionales con partes relacionadas no consolidables	1,776	1,859	2,637
Servicios profesionales entre segmentos	34,974	29,970	29,484
	1,733,056	1,562,054	1,034,720
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	(364,501)	(339,149)	(267,631)
Total ingresos por segmentos	\$ 1,368,555	\$ 1,222,905	\$ 767,089
	Utilidad por segmentos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 445,259	\$ 463,483	\$ 912,370
Electricidad	65,357	(34,316)	(104,900)
Corporativo	(80,030)	(74,993)	(52,480)
Total utilidad por segmentos	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990

La utilidad por segmentos es la medición que se reporta para los propósitos de asignación y evaluación de los rendimientos de recursos del segmento.

28.3. Activos y pasivos por segmentos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 6,705,011	\$ 6,425,446	\$ 5,716,175
Electricidad	1,356,815	1,170,970	1,241,689
Corporativo*	706,771	567,443	169,084
Total activos consolidados	<u>\$ 8,768,597</u>	<u>\$ 8,163,859</u>	<u>\$ 7,126,948</u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$ 1,066,774	\$ 1,031,448	\$ 983,424
Electricidad	655,386	652,502	641,479
Corporativo*	2,292,687	1,963,322	1,151,734
Total pasivos consolidados	<u>\$ 4,014,847</u>	<u>\$ 3,647,272</u>	<u>\$ 2,776,637</u>

*Segmento corporativo

La Administración ha decidido reclasificar retrospectivamente los montos de \$39.7 en activo y \$0.8 en pasivo al 31 de diciembre de 2017; se incorporaron las Terminales Liquidadas del segmento corporativo al segmento de gas, al considerarse más apropiado incluir dichas operaciones y activos en este segmento. (Ver Nota 2.29)

Para los efectos de monitorear el desempeño de los segmentos y asignar los recursos entre los segmentos:

- Todos los activos se asignan a segmentos reportables. El crédito mercantil es asignado a segmentos reportables.
- Todos los pasivos son asignados a segmentos reportables.

28.4. Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 3,777,923	\$ 3,569,528	\$ 3,354,683	\$ (616,526)	\$ (510,744)	\$ (424,639)
Electricidad	1,150,247	686,195	677,440	(232,776)	(24,885)	(1,807)
Corporativo	19,685	18,881	16,191	(11,639)	(9,519)	(7,783)
	<u>\$ 4,947,855</u>	<u>\$ 4,274,604</u>	<u>\$ 4,048,314</u>	<u>\$ (860,941)</u>	<u>\$ (545,148)</u>	<u>\$ (434,229)</u>

	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 100,794	\$ 86,182	\$ 60,703	\$ 218,811	\$ 205,452	\$ 692,853
Electricidad	34,228	31,049	4,356	222,384	8,373	673,808
Corporativo	2,135	1,789	1,547	1,550	3,237	1,376
	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>	<u>\$ 66,606</u>	<u>\$ 442,745</u>	<u>\$ 217,062</u>	<u>\$ 1,368,037</u>

	Ingresos por intereses			Costos financieros		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 2,105	\$ 813	\$ 959	\$ (12,074)	\$ 3,371	\$ 23,144
Electricidad	804	963	1,176	(23,631)	(25,573)	(1,542)
Corporativo	24,540	21,032	4,159	(87,174)	(51,299)	(42,694)
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,294</u>	<u>\$ (122,879)</u>	<u>\$ (73,501)</u>	<u>\$ (21,092)</u>

	Participación en utilidades de negocios conjuntos			Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 34,158	\$ 41,094	\$ 40,284	\$ (107,875)	\$ (97,340)	\$ (132,951)
Electricidad	3,826	3,583	2,557	(22,861)	(3,972)	30,889
Corporativo	—	—	—	(12,328)	(2,851)	(15,283)
	<u>\$ 37,984</u>	<u>\$ 44,677</u>	<u>\$ 42,841</u>	<u>\$ (143,064)</u>	<u>\$ (104,163)</u>	<u>\$ (117,345)</u>

28.5. 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		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Transporte de gas	\$ 483,458	\$ 438,277	\$ 175,217
Generación de energía	307,039	229,934	113,127
Venta de gas natural	258,966	176,334	145,912
Otros ingresos operativos	133,646	156,306	145,943
Almacenamiento y regasificación	112,923	109,837	97,168
Distribución de gas natural	72,523	112,217	89,722
	<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>	<u>\$ 767,089</u>

Otros ingresos de operación

- a. IEnova Marketing recibió pagos de SLNGIH y SLNGI relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de \$98.5 millones, \$103.0 millones y \$102.0 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 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 ejecuto un acuerdo entre IEnova Marketing y SLNGIH, mediante el cual se transfieren las obligaciones de indemnización de SLNGIH a SLNGI, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en ingles ("LNG SPA") celebrado entre IEnova Marketing y SLNGI.

- b. La Compañía reporto daños y declaró Fuerza Mayor por el gasoducto Sonora en el segmento Guaymas-El Oro, ubicado en territorio Yaqui, el cual interrumpió sus operaciones desde el 23 de agosto de 2017. No existe un impacto económico material debido a este evento. El segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas continua en operación.

29. Ingresos por Contratos con Clientes

29.1. Contratos con clientes

La Compañía aplicó inicialmente la IFRS 15 el 1 de enero de 2018. La siguiente tabla muestra la distribución por tipo de ingresos que se presentan en el Estado Consolidado de Ganancias por los años terminados el 31 de diciembre 2018:

	Por el año terminado 31/12/18
Ingresos de actividades ordinarias:	
Contratos con clientes	\$ 866,426
Arrendamiento	161,584
Derivados	69,617
Otros- Venta de gas natural	171,206
Otros - Non IFRS 15	99,722
Total de ingresos	<u>\$ 1,368,555</u>

29.2. Desagregación de los ingresos de actividades continuas

A continuación se presenta un desglose de los ingresos de contratos con clientes por tipo de producto o servicio, segmento operativo y momento de satisfacción de las obligaciones, así como la conciliación de los ingresos totales por segmento por los años terminados el 31 de diciembre 2018 y:

	Por el año terminado 31/12/18		
	Total subsidiarias	Ajustes de consolidación	Total
Por tipo de producto o servicio:			
Ingresos por servicios:			
Generación de energía	\$ 525,409	\$ (218,370)	\$ 307,039
Transporte de gas	392,875	(51,411)	341,464
Almacenamiento de gas natural	195,229	(82,306)	112,923
Servicios administrativos	149,322	(122,979)	26,343
Distribución de gas natural	81,941	(3,284)	78,657
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 1,344,776</u>	<u>\$ (478,350)</u>	<u>\$ 866,426</u>
Otros- Venta de gas natural	262,436	(91,230)	171,206
Ingresos totales	<u>\$ 1,607,212</u>	<u>\$ (569,580)</u>	<u>\$ 1,037,632</u>
Satisfacción de obligaciones:			
A lo largo del tiempo	<u>\$ 1,344,776</u>	<u>\$ (478,350)</u>	<u>\$ 866,426</u>
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 1,344,776</u>	<u>\$ (478,350)</u>	<u>\$ 866,426</u>
Por segmento operativo:			
Gas	1,388,062	(329,527)	1,058,535
Electricidad	308,244	—	308,244
Corporativo	36,750	(34,974)	1,776
Ingresos totales	<u>\$ 1,733,056</u>	<u>\$ (364,501)</u>	<u>\$ 1,368,555</u>

Los ingresos por productos y servicios que se presentan en el cuadro anterior, se obtienen de forma independiente en contratos con cada uno de sus clientes con posibles renovaciones de acuerdo a los términos contractuales.

La Compañía contabiliza el ingreso por servicios y por generación de energía eólica y eléctrica en el momento en que dichos servicios son prestados o cuando son entregados y aceptados por el cliente, conforme a los programas establecidos en cada contrato. La asignación de estos ingresos se realizará en función de los precios independientes de venta establecidos en los contratos y con base a lo incurrido; por lo tanto, la asignación de la consideración y, en consecuencia, el calendario del reconocimiento de ingresos no requirió cambios por la adopción de la IFRS 15.

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.

Una descripción detallada de las principales características por tipo de producto o servicios se presenta a continuación:

i. *Ingresos por generación de energía*

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 estadounidenses 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 periodo 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.

ii. *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.

iii. *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:

1. una tarifa fija, que reserva el derecho a almacenar gas natural en las instalaciones de la Compañía.
2. 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 periodo 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.

iv. Ingresos por servicios administrativos

Los ingresos de los servicios prestados bajo los acuerdos de administración de energía 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.

v. 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.

29.3 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 tres meses terminados el 31 de diciembre 2018:

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de Enero de 2018	\$ —	\$ (834)
Ajustes por adopción de IFRS 15	—	—
Ingresos de la orden de compra satisfechos durante el período	—	—
Ingresos de la orden de compra satisfechos en períodos anteriores	—	—
Otros ajustes de ingresos diferidos	—	(6,803)
Cobros de efectivo	—	—
Pagos por adelantado	—	(4,346)
Reclasificaciones a cuentas por cobrar	—	—
Saldos al 31 de diciembre de 2018 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (11,983)</u>

*Los pasivos por contrato se encuentran dentro del rubro Otros pasivos a largo plazo en los Estados Consolidados de Posición Financiera.

i. 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.

	31/12/18
Cuentas por cobrar - comerciales, neto	101,038
Cuentas por cobrar - otras, netas	52,611
Total	<u>\$ 153,649</u>

29.4 Obligaciones de desempeño

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.

29.5 Precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño pendientes

La Compañía eligió implementar la solución práctica para no revelar información sobre sus obligaciones de desempeño pendientes debido a que reconoce los ingresos de actividades ordinarias a partir de la satisfacción de la obligación de desempeño.

Obligaciones de desempeño pendientes	
2019	\$ 508
2020	508
2021	509
2022	512
2023	506
En adelante	2,732
Total de Ingresos por reconocer	<u>\$ 5,275</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.

29.6 Juicios significativos

La Compañía utiliza el método de producto para reconocer los ingresos por contratos con clientes de actividades ordinarias relacionadas con obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo y así poder determinar el calendario de satisfacción de dichas obligaciones de desempeño; toda vez que el valor de la entrega de electricidad o gas natural al cliente se puede medir directamente en función de las unidades entregadas. En la mayoría de los casos, el derecho a la consideración del cliente se corresponde directamente con el valor transferido al cliente y se reconocen los ingresos en la cantidad que se tiene derecho a facturar.

El ingreso por servicios y por generación de energía eólica y eléctrica se reconoce en el momento en que dichos servicios son prestados o cuando son entregados y aceptados por el cliente, conforme a los programas establecidos en los contratos. Consecuentemente, la asignación de estos ingresos se realiza en función de los precios independientes de venta establecidos en los contratos y en base a lo incurrido. Por lo tanto, la asignación de la consideración y, en consecuencia, el calendario del reconocimiento de ingresos no se vio afectado por la adopción de la IFRS 15.

29.7 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 2018.

30. Ingresos por intereses

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Ingresos por intereses:			
Partes relacionadas no consolidadas	\$ 24,405	\$ 21,651	\$ 5,198
Inversiones bancarias	3,044	1,157	1,071
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,269</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	\$ 24,405	\$ 21,651	\$ 5,198
Inversiones mantenidas al vencimiento	3,044	1,157	1,071
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,269</u>

31. Gastos de operación, administración y otros gastos

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Compras de servicios	\$ 101,490	\$ 81,954	\$ 42,082
Gastos por beneficios a los empleados	88,231	78,033	55,625
Compras de materiales	20,750	22,305	11,775
Servicios externos y otros	4,048	20,690	12,788
	<u>\$ 214,519</u>	<u>\$ 202,982</u>	<u>\$ 122,270</u>

Dentro de los servicios externos y otros se incluyen cargos relacionados a arrendamientos de terrenos y edificios con términos entre 5 y hasta 10 años. Los contratos de arrendamientos operativos de más de 5 años contienen cláusulas de revisiones de rentas cada 5 años.

La Compañía no tiene una opción de comprar el terreno arrendado al final del periodo del arrendamiento.

32. Otras ganancias (pérdidas), netas

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Ganancias netas (pérdidas) en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (b)	3,415	(6,135)	(3,477)
Otras ganancias (pérdidas)	2,697	2,262	(402)
(Pérdidas) ganancias netas en moneda extranjera (a)	\$ (6,104)	\$ (37,027)	\$ 4,652
	<u>\$ 8</u>	<u>\$ (40,900)</u>	<u>\$ 773</u>

- a. En 2018, la pérdida cambiaría en moneda extranjera fue de \$2.9 millones y \$34.9 millones en 2017, derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos, otorgado a IMG para el desarrollo del proyecto gasoducto marino Sur de Texas - Tuxpan, por la parte proporcional del financiamiento de este proyecto. (ver Nota 10.3.)
- b. Este importe representa un cambio en el valor razonable de los swaps de tasa de interés y las liquidaciones correspondientes. (ver Nota 24.).

33. Costos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Intereses capitalizados (a)	\$ 10,746	\$ 10,181	\$ 14,876
Provisión de retiro de activos	(2,552)	(2,249)	(1,686)
Otros costos financieros	(8,615)	(5,037)	(3,865)
Intereses de préstamos de partes relacionadas no consolidables	(17,747)	(8,338)	(17,268)
Intereses a largo plazo	(104,711)	(68,058)	(13,149)
	<u>\$ (122,879)</u>	<u>\$ (73,501)</u>	<u>\$ (21,092)</u>

- a. Ver Nota 14., por los intereses capitalizados de activos calificables.

34. Depreciación y amortización

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 14)	31/12/17 (Nota 14)	31/12/16 (Nota 14)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 126,839	\$ 110,461	\$ 66,003
Amortización de otros activos	10,318	8,559	603
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>	<u>\$ 66,606</u>

35. Utilidad por acción básica y diluida.

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad básica y diluida por acción	\$ 0.28	\$ 0.23	\$ 0.61

35.1. 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 los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad del año base para el cálculo de la utilidad básica y diluida por acción	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas por acción	1,533,857,145	1,534,023,812	1,235,758,229

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente diluidas.

36. Compromisos

36.1. Compromisos de venta

- a. **GRO.** Ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme ("FTSAs", por sus siglas en ingles) 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 períodos efectivos y el MDQ 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.

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.

- 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:

	Sasabe	Puerto Libertad	San Isidro	Guaymas	Ojianga
	Puerto Libertad	Guaymas	Samalayuca	El Oro	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 operaciones	1/10/2015	1/8/2015	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 la pruebas de gas natural y hasta que sean concluidas dichas pruebas. El contrato entró en vigor el 4 de enero de 2017.

- e. **INova 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 22 de marzo de 2017 y 19 abril de 2017, y tendrán vigencia al 22 de marzo de 2018 y 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 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 2014 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 PGPB 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 PGPB 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 PGPB 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 contraído por la CFE en virtud de dos contratos en firme de 25 años denominados en dólares estadounidenses.

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. **Proyecto La Rumorosa Solar.** Celebró un contrato de compra y venta de electricidad con la CFE con una vigencia de 15 años. La energía contratada es de 114,115.9 MWh por año a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales el 15 de junio de 2019; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra y venta de Certificados de Energía Limpia ("CEL"), con la CFE con una vigencia de 20 años. Durante este período ESJH estará obligado a vender a la CFE 117,064 CEL por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

- h. **Proyecto Tepezalá Solar.** Celebró un contrato de compra y venta de electricidad con la CFE, con una vigencia de 15 años, la energía contratada es de 278,357.76 MWh por año, el contrato surtirá efecto a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra venta de electricidad con la CFE con una vigencia de 15 años, la energía contratada es de 10 MW por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra y venta de CEL con la CFE por una vigencia de 20 años, durante este período, ESJR I está obligado a vender a la CFE 285,606 CEL por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato entró en vigor el 20 de enero de 2017.

- i. **Proyecto Pima Solar.** Celebró un contrato de energía eléctrica, y CEL con Deacero, dicho contrato entró en vigor a partir del 24 de marzo de 2017 con una vigencia de 20 años a partir de la fecha de inicio de operaciones que se espera ocurra en el primer trimestre de 2019.

Debe de entregar por cada año al menos el monto correspondiente a la garantía de energía que será un CEL por MWh, además de estar obligado a transferir el neto de energía de la planta el cual es de 110 MW.

- j. **Terminal Marina en Veracruz.** 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 inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 775,000 barriles. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- k. **Proyecto Terminal en 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 inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 480,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales ocurra 22 meses después de la fecha de firma de contrato. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- l. **Proyecto Terminal en la Ciudad 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, la Compañía brindará al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 780,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales ocurra 22 meses después de la fecha de firma de contrato. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- 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 un contrato de compra y venta de gas natural ("El contrato Base"). A través del cual, puede celebrar acuerdos de suministro con diversos clientes para suministrar gas natural. Los términos y condiciones del acuerdo de suministro varía para cada cliente. Al 31 de diciembre de 2017, IEnova Marketing cuenta con siete contratos de suministro con un vencimiento promedio inferior a 5 años.

El 1 de julio de 2015, celebró un contrato con SLNIH, de transferencia del 65 por ciento de pérdidas y ganancias bajo el esquema de indemnización con vigencia hasta el 30 de agosto de 2029.

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 MMBtu/año y 400 MMBtu/d, respectivamente.

- n. **GdT.** Celebró un contrato de servicios de transporte con compresión de gas natural con PGPB. Este contrato fue firmado el 19 de diciembre de 2001 e involucra una capacidad de transporte 1,000 MPCPD de gas natural. 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 CENACE 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 TRI 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 CENACE.
- 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 de 10 y 20 años con sus socios consumidores para vender el 100 por ciento de la energía renovable producida por el proyecto de energía eólica. Tales acuerdos comenzaron en abril de 2016 una vez que Ventika 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. El proyecto tendrá una capacidad de 108 MW.
- u. **Contrato a largo plazo para compraventa de energía eléctrica.** El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó un contrato con varias subsidiarias de Liverpool por un plazo de 15 años, el cual incluye la compraventa de energía eléctrica que será generada en una nueva planta de energía solar que se localizará en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México, con una capacidad de 125 MW. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo semestre de 2019.
- v. **Terminal marina en Baja California, México.** 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.

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.

- w. **Terminal marina en Topolobampo, Sinaloa, México.** En septiembre y octubre 2018, la Compañía anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon, para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diesel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. Los contratos permitirán a ambos utilizar aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal.
- x. **Terminal marina en Manzanillo, Colima, México.** El 26 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con Trafigura por 740 mil barriles, equivalentes al 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.
- y. **Proyecto de licuefacción de gas natural.** Con fecha del 7 de noviembre de 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos con empresas afiliadas de Total S.A. y Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para la capacidad total de la primera fase del proyecto de gas natural licuado de ECA ubicado en Ensenada, Baja California, México.

La primera fase del proyecto consiste en un tren de licuefacción ubicado adyacente a la terminal de recibo de GNL, existente y que se espera producirá aproximadamente 2.4 millones de toneladas al año. Con posibles primeras ventas de GNL en 2023.

- z. **Contrato de compraventa de energía.** El 17 de diciembre de 2018, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 15 años con Autlán, para suministrarle energía, generada en una central solar fotovoltaica.

Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019.

36.2. Compromisos de compra

- a. **Proyecto La Rumorosa Solar.** En 2017, celebró diversos contratos de arrendamiento de tierras para el desarrollo y construcción de dos sistemas de energía solar fotovoltaica en Baja California y Sonora, México, respectivamente. Los acuerdos tienen una vigencia de 20 años. Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$0.1 millones y \$0.1 millones, respectivamente.

Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 111
2020	111
2021	111
En adelante	1,662
	<u>\$ 1,995</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$5.8 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 7,072</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 185
2020	150
2021	160
En adelante	3,087
	<u>\$ 3,582</u>

- b. **Proyecto PIMA Solar.** Durante 2017, ESJH y ESJRI celebraron diversos contratos de arrendamiento para el desarrollo y construcción de dos sistemas de energía solar fotovoltaico uno en Baja California y otro en Sonora, México, respectivamente. El contrato tiene una vigencia de 20 años. Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$0.2 millones y \$0.2 millones, respectivamente. Los pagos futuros se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 201
2020	201
2021	201
En adelante	3,013
	<u>\$ 3,616</u>

En el último trimestre de 2017, ESJH, ESJRI y ESJRII celebraron varios contratos de servicios de ingeniería y construcción, entre otros con terceros para el proyecto PIMA Solar.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$116.5 millones y 3.1 millones. Los pagos futuros de dichos servicios se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 8,097</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$9.0 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 1,000</u>

- c. La Compañía arrienda el espacio del edificio de sus oficinas administrativas en las ciudades de Hermosillo, Monterrey, Guadalajara, Mexicali, Chihuahua, Durango, y la Ciudad de México. Durante 2018, 2017 y 2016, el gasto por renta ascendió a \$4.1 millones, \$3.7 millones y \$4.2 millones, respectivamente.

Los arrendamientos vencen de 2016 hasta 2021 y establecen los siguientes pagos contractuales futuros de arrendamiento:

Año	Monto
2019	\$ 3,968
2020	2,078
2021	1,404
En adelante	2,507
	<u>\$ 9,957</u>

- d. **TDM.** Durante 2003, firmó un contrato de servicios a largo plazo (“LTSA”) con un tercero, que cubre el mantenimiento periódico determinado, incluidas las piezas de repuesto, para las turbinas de generación de energía. La duración del contrato se basa en el uso de la turbina, que no puede exceder de 24 años.

Las cuotas por mantenimiento bajo este acuerdo consisten en una porción fija de \$24.0 por mes, más un porcentaje variable de incremento y una cuota variable con base a las horas-trabajadas y arranques de la turbina.

Las cuotas fijas mensuales se cargan a resultados cuando se incurren. Las cuotas variables se clasifican como pagos anticipados en los Estados de Posición Financiera Consolidados y se capitalizan como propiedad, planta y equipo si se refieren a la sustitución de componentes principales, o si no como gasto cuando dichos pagos ocurren. Mientras que algunos servicios se proporcionan en forma proporcional durante todo el año, los costos más importantes son realizados en interrupciones previstas a las plantas. Las cuotas variables están sujetas a las fluctuaciones basadas en el calendario y el alcance de los servicios que se proporcionan.

Durante 2018, 2017 y 2016, las cuotas fijas por gastos de mantenimiento de acuerdo a los LTSA fueron \$0.2 millones, \$0.4 millones y \$0.5 millones, respectivamente y; las cuotas variables bajo el LTSA fueron por \$2.4 millones, \$4.3 millones y \$6.1 millones, respectivamente.

Este contrato terminó el 1 de junio de 2018.

SGEN y TDM. El 1 de enero de 2013 (con fecha de vigencia efectiva el 1 de enero de 2012) firmaron un contrato de programación y administración de energía, con vigencia de 5 años (y con posibilidad de prorrogar el plazo por un año más), por el que TDM continua suministrando la energía eléctrica generada directamente a CAISO y SGEN proporciona servicios de comercialización, programación y despacho a TDM, entre otros. El 1 de diciembre de 2016 se asignó el contrato a Sempra Gas & Power Management LLC.

Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$6.8 millones, \$5.1 millones y \$5.5 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 3,500</u>

- e. **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, S. A. de C. V. 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.

Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1.4 millones, \$3.6 millones y \$3.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 208

La Compañía, tiene celebrados diversos contratos de servicios técnicos y de mantenimiento con terceros. Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados de dichos contratos fueron por \$4.9 millones, \$8.2 millones, y \$11.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 3,111
2020	1,250
2021	1,200
En adelante	16,800
	<u>\$ 22,361</u>

- f. Con fecha 1o. 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 tiene una vigencia inicial de cinco años con opción de ampliarse cinco años más.
- g. Con fecha 28 de febrero de 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios Técnicos, Consultoría y de Administración con Sempra International (parte relacionada en Estados Unidos), conforme al cual Sempra International provee a la Compañía (directamente o a través de afiliadas) ciertos servicios de soporte. La Compañía pagó \$6.5 millones, \$8.3 millones, \$5.8 millones, por 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- h. **ECO.** Firmó un contrato de compra de gas con British Petroleum del 1 de febrero de 2015 al 31 de enero de 2017 por 14,000 Mmbtu diarios. En 2016, el contrato cambio de Gas Petroleum a IEnova Marketing (parte relacionada consolidable).
- i. **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 PGPB 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 CENEGAS.
- j. **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 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$5.2 millones y \$5.2 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 5,155
2020	5,155
2021	5,155
En adelante	20,620
	<u>\$ 36,085</u>

- k. **TdN.** El 21 de febrero de 2012, celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el servicio de almacenamiento 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 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$3.0 millones y \$3.1 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 3,047
2020	3,047
2021	3,047
En adelante	30,974
	<u>\$ 40,115</u>

- l. **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 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$6.2 millones y \$6.2 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 6,201
2020	6,201
2021	6,201
En adelante	79,057
	<u>\$ 97,660</u>

- m. **Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R. L. de C. V. ("GSCA").** En marzo de 2017, celebró 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 costo estimado es de 18.2 millones. Los pagos realizados durante 2018 y 2017 fueron de \$2.5 millones y \$0.6 millones, respectivamente. Los pagos futuros se muestran a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 3,061
2020	5,038
2021	3,080
En adelante	2,312
	<u>\$ 13,491</u>

Durante 2017, GSCA y GdT celebraron varios contratos de O&M. Los pagos realizados durante 2018 y 2017 fueron de \$1.3 millones y \$1.4, millones respectivamente.

Los pagos futuros se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>1,041</u>

- n. **Terminal Marina en Veracruz.** Celebró un contrato con la API de Veracruz como concesionaria, por el derecho de construcción, uso y beneficio provenientes de la operación de la terminal de Veracruz. Durante 2018 los pagos fueron por \$26.0 millones.

Derivado del contrato de concesión firmado en 2017, la Compañía se encuentra sujeta a una tarifa mensual. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación

Año	Monto
2019	\$ 2,457
2020	3,893
2021	4,069
En adelante	100,524
	\$ <u>110,943</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$36.4 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>45,944</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de contratos para mejoramiento de terreno, por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$3.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>2,966</u>

- o. **Ventika.** Adquirió los derechos de contratos de arrendamiento de tierras por 20 años con el fin de utilizar la tierra para generar y transmitir electricidad usando turbinas eólicas. El acuerdo puede prorrogarse por otros 20 años.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$0.5 millones y \$0.5 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 544
2020	581
2021	620
En adelante	10,298
	\$ <u>12,043</u>

El 3 de junio de 2013, firmó contratos de operación y mantenimiento con Acciona Energía Servicios México, S. de R. L. de C. V., los cuales tiene una vigencia de 5 años a partir de la puesta en marcha de las últimas turbinas eólicas, dicho contrato cubre la operación y mantenimiento del parque eólico. El acuerdo puede extenderse por otros 20 años.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$6.5 millones y \$7.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 7,433
2020	6,773
2021	2,839
	<u>\$ 17,045</u>

El 8 de abril de 2014, la Compañía firmó contratos de servicios de administración de activos por 5 años con Cemex, S. A. B. de C. V. Los pagos bajo el acuerdo consisten en un honorario fijo anual más una comisión de administración variable.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$5.0 millones y \$5.0 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2017	\$ 5,308
2018	5,379
2019	3,484
	<u>\$ 14,171</u>

- p. ***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 en 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 de menos de 5 años.

- q. ***Proyecto Terminal en Puebla.*** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$6.1 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 10,988</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 5,833</u>

- r. ***Proyecto Terminal en la Ciudad de México.*** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$6.2 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 22,212</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$0.7 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>3,826</u>

- s. **Proyecto Solar Tepezala II.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$13.7 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>76,970</u>

Durante 2018, la Compañía celebró contratos de cesión de derechos de los permisos y derechos de vía relacionados con el proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$3.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>2,388</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$0.2 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 305
2020	285
2021	285
Posteriores	4,272
	\$ <u>5,147</u>

- t. **Estación de Compresión.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$3.9 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>26,562</u>

- u. **Terminal Martina en Topolobampo, Sinaloa.** Durante 2018, la Compañía celebró un contrato de concesión con la Administración Portuaria de Topolobampo. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$18.4 millones. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>17,894</u>

Derivado del contrato de concesión mencionado anteriormente, la Compañía se encuentra sujeta a una tarifa mensual. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 2,167
2020	2,273
2021	2,384
Posteriores	63,874
	<u>\$ 70,698</u>

- v. **Licencias de software.** Durante 2018, la Compañía realizó la compra de licencias de software. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 4,880
2020	880
2021	880
Posteriores	1760
	<u>\$ 8,400</u>

37. Contingencias

37.1. 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.

37.2. 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:

Asuntos sobre ECA

- 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 Valdés presentó un procedimiento de anulación que se resolvió denegando la 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 cumulo 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 Tribunal Agrario ha ordenado la emisión de una opinión experta de un tercero en disputa dicho experto ha sido designado y se encuentra elaborando el dictamen correspondiente.

- c. *Investigación penal*. En mayo de 2009 Sánchez Ritchie interpuso ante la Procuraduría de Justicia de Ensenada, una denuncia penal alegando que “filiales de Sempra”, varios empleados de la Terminal de ECA y varios ex-empleados de dicha Procuraduría cometieron el delito de fraude procesal en relación con una denuncia penal interpuesta por ECA, quien es propietaria de Terminal de ECA en contra de Sánchez Ritchie en 2006 como parte del conflicto relacionado con la posesión de un inmueble aledaño a la Terminal de ECA, que es propiedad de la Compañía. En septiembre de 2006, ECA acusó a Sánchez Ritchie del delito de despojo por haber entrado a la fuerza al inmueble de ECA. Como parte de dicho procedimiento, el ministerio público dictó una orden provisional para remover a Sánchez Ritchie del inmueble. En la denuncia presentada en 2009, Sánchez Ritchie alegó que ECA y el resto de los acusados proporcionaron información falsa con el objeto de obtener dicha orden. El agente del ministerio público responsable del caso determinó que no había pruebas suficientes para enjuiciar a los acusados y cerró la investigación; y en marzo de 2011 el juzgado penal de Tijuana ratificó el desistimiento de la acción. En septiembre de 2011 Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en contra del acuerdo respectivo ante el tribunal colegiado de distrito de Ensenada. La audiencia para analizar el fondo de la demanda de amparo se celebró en marzo de 2012, y en julio de 2012 el juez concedió el amparo respecto de la omisión en el estudio, por parte del juez penal, de cierta evidencia y argumentos presentados por Sánchez Ritchie. El juez de distrito ordenó al juez penal que dictara una nueva resolución atendiendo dichos asuntos. La Terminal de ECA apeló la resolución en el tribunal federal de circuito, mismo que al 31 de diciembre de 2015 no había dictado resolución al respecto. El 19 de octubre de 2016, el

Juez de Distrito sobreseyó el juicio de amparo promovido por Sanchez Ritchie. Esta resolución causo estado y fue archivado dicho juicio como asunto concluido.

- d. El 8 de septiembre de 2016, en la Primera Corte del Circuito Colegiado XV, de manera unánime y definitiva de la resolución a la demanda previa por la Corte del Tercer Distrito y Procedimientos Federales de Baja California, en conjunto con la apelación constitucional de Sanchez Ritchie, en la cual desafió la efectividad de todos los permisos y autorizaciones relacionadas a la construcción y operación del almacenaje y regasificación de la Terminal de GNL propiedad de la subsidiaria ECA, localizada en Ensenada, Baja California, Mexico. El 19 de octubre de 2016, Sanchez Ritchie apeló la resolución ratificando a las autoridades correspondientes, concluyendo el caso.
- e. *Demanda de Amparo en contra de los permisos emitidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente ("ASEA") y por la Secretaria de Energía de México ("SENER") relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental y la Evaluación de Impacto Social, respectivamente, de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA.* En agosto de 2018, el Complejo Turístico Bajamar, a través de Banco Santander México, S. A. Institución de Banca Múltiple Grupo Financiero Santander México, Institución Fiduciaria en el Fideicomiso Número 53153-0, presentó una demanda de amparo ante un Juez 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, 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 haya ocurrido.

La audiencia incidental que estaba programada para el 23 de octubre de 2018, se difirió para el 28 de enero de 2019. ECA presentó recurso de queja en contra del auto que concede la suspensión provisional.

38. Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas

a. *Modificaciones a las IFRS o IAS que son obligatorias para el año en curso.*

La Compañía aplicó una serie de IFRSs nuevas y modificadas, emitidas por el IASB las cuales son obligatorias y entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2018.

IFRS 9 Instrumentos Financieros

En julio de 2014, el IASB finalizó la reforma de la contabilidad de instrumentos financieros y emitió la IFRS 9 (modificada en 2014), la cual contiene los requisitos para: a) la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, b) la metodología para determinar el deterioro, y c) la contabilidad general de las coberturas. La IFRS 9 reemplazará a la IAS 39, *Estados Financieros: Reconocimiento y Medición* a la fecha efectiva.

Estos requisitos deberán ser aplicados de forma retrospectiva y en la medida en que lo permitan las disposiciones transitorias de la IFRS 9, las entidades tienen derecho a no reformular las cifras comparativas. Cualquier ajuste al valor en libro de los activos y pasivos financieros a la fecha de transición se reconoce en las utilidades acumuladas iniciales del período en curso.

Clasificación y medición:

Los criterios de clasificación dependen de una combinación de dos factores importantes: a) la definición del modelo de negocios, la cual se refiere a la forma en que una entidad administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo y b) las características del flujo de efectivo que deberían ser representadas únicamente por pagos del principal e intereses. Una vez cumplidos estos factores, el activo puede ser medido como se muestra a continuación:

- i. Costo amortizado: instrumentos financieros bajo un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar flujos de efectivo del principal e intereses y en el cual no existen ventas no justificadas de consideración y el valor razonable no es un factor clave para administrar dichos activos y las características de los flujos de efectivo representan sustancialmente un “contrato básico de préstamo” (Únicamente Pagos de Principal e Intereses (“SPPI”) por sus siglas en inglés). Las ventas no justificadas son distintas a las ventas relacionadas a un incremento en el riesgo de crédito del activo o a necesidades no previstas de financiamiento.
- ii. Valor razonable con cambios en otros resultados integrales ("FVOCI" por sus siglas en inglés) instrumentos financieros bajo un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar flujos de efectivo del principal e intereses y la venta de dichos activos, en donde el valor razonable es un factor clave para la administración de los mismos.
Asimismo, las características del flujo de efectivo contractual sustancialmente representan un “contrato básico de financiamiento”.
- iii. Valor razonable con cambios en resultados ("FVTPL" por sus siglas en inglés): instrumentos financieros incluidos en un modelo de negocios cuyo objetivo no se alcanza a través de los modelos mencionados arriba, en donde el valor razonable es un factor clave para administrar esos activos, e instrumentos financieros cuyas características de flujos de efectivo contractuales no representan sustancialmente un “contrato básico de financiamiento”.

Deterioro:

Con la introducción del nuevo modelo de deterioro en la IFRS 9, la IASB atendió la inquietud clave respecto de que el modelo de pérdida incurrida de la IAS 39 *Instrumentos Financieros*, contribuía al reconocimiento tardío de pérdidas crediticias derivadas de la crisis financiera. Los nuevos requisitos de deterioro se basan en un modelo de pérdidas crediticias esperadas prospectivas ("ECL" por sus siglas en inglés).

El modelo es válido para instrumentos de deuda medidos a costo amortizado o a FVOCI, así como a cuentas por cobrar por arrendamiento, cuentas por cobrar de clientes, activos contractuales (como lo define la IFRS 15), y compromisos de préstamo y contratos de garantía financiera que no se expresan a FVPL.

Al aplicar la IFRS 9, requisitos de deterioro, una entidad debe aplicar uno de los siguientes enfoques:

- i. El enfoque general, que se aplica a la mayoría de los préstamos e instrumentos de deuda.
- ii. El enfoque simplificado, que se aplica a la mayoría de las cuentas por cobrar de clientes.

IFRS 9 Análisis de implantación

La fecha de adopción de la IFRS 9 por la Compañía es el 1 de enero de 2018, fecha de aplicación inicial, y de conformidad con las disposiciones de transición bajo la IFRS 9, la Compañía no actualizará las cifras de los ejercicios anteriores para fines comparativos y cualquier diferencia que surja derivado de la adopción de la IFRS 9 entre los valores en libros anteriores y el valor en libros al principio del período anual de reporte serán asignadas dentro de las utilidades acumuladas iniciales. Sin embargo no se han identificado diferencias.

Como resultado de la estrategia de implementación para la adopción de la IFRS 9 y consiguiente al cumplimiento de los requisitos de clasificación y medición, la Compañía concluyó que todos sus activos financieros seguirán siendo reconocidos bajo la categoría actual, como se muestra a continuación:

Activos	IAS 39	IFRS 9	Modificación
	Base de medición	Base de medición	
Efectivo y equivalentes de efectivo / efectivo restringido	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Inversiones a corto plazo	FVTPL	FVTPL	No
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar, neto	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidadas	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Derivados financieros	FVTPL	FVTPL	No

Aunque las cuentas comerciales y cuentas por cobrar bajo un esquema de arrendamiento financiero cumplen con la definición de Activo Financiero, no se incluyen en el alcance de la IFRS 9. Sin embargo, las cuentas por cobrar por arrendamiento reconocidas por un arrendador y las cuentas por pagar por arrendamiento financiero reconocidas por un arrendatario están sujetas a los requisitos de deterioro de la IFRS 9, y en el caso de cuentas por cobrar por arrendamiento, los requisitos de la IFRS 9 también son aplicables.

En general, los instrumentos de capital o deuda clasificados como activos financieros disponibles para la venta seguirán siendo medidos a FVOCI.

Con respecto a la clasificación y medición de pasivos financieros, los criterios de la IAS 39 han sido transferidos a la IFRS 9, incluyendo la opción de valor razonable. El cambio radica en que la IFRS 9 atiende el problema asociado al riesgo crediticio propio para pasivos financieros y exige el reconocimiento bajo otro resultado integral. No hay pasivos financieros dentro de los Estados Financieros de la Compañía que estén sujetos a ese requisito.

Con base en la estrategia de implantación para la adopción de Deterioro de la IFRS 9, la Compañía concluyó que los activos financieros más afectados por las pérdidas por deterioro bajo el modelo de pérdidas esperadas serán las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto.

Considerando los vencimientos, la Compañía considera que el enfoque simplificado se adapta mejor para la operación y no se determinó ningún impacto significativo en los Estados Financieros.

Sin embargo, los cambios cualitativos del crédito y probabilidad de incumplimiento de las cuentas por cobrar y activos con componentes de financiamiento significativo serán monitoreados para ajustar la probabilidad de incumplimiento, severidad y pérdidas esperadas si es necesario.

Contabilidad de Cobertura:

La IFRS 9 proporciona una opción de política contable que establece que las entidades pueden continuar aplicando los requisitos de contabilidad de coberturas de la IAS 39, en espera de que finalice el proyecto de macro coberturas de riesgo, o pueden aplicar la IFRS 9.

Esta elección de política contable se aplicará a toda la contabilidad de coberturas y no se puede realizar sobre una base de cobertura por cobertura. En este sentido, la Compañía optó por seguir utilizando la metodología de la IAS 39.

Esta opción de política contable se aplica únicamente a la aplicación de la contabilidad de coberturas y no tiene impacto en la implementación de los principios de la IFRS 9, sobre la "Clasificación y Medición" y "Deterioro".

IFRS 15 Ingresos de Contratos con Clientes

A partir del 1 de enero de 2018, la Compañía adoptó la nueva norma IFRS 15: *Ingresos de Contratos con Clientes* aplicando el método de adopción retrospectivo modificado. La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna interpretación o enmienda que se haya emitido, pero que aún no sea efectiva.

La Compañía ha evaluado el reconocimiento y la medición de los ingresos en función del modelo de cinco pasos en la IFRS 15 y no ha identificado ningún impacto financiero significativo. Como resultado a ello, no se presentan ajustes significativos a partir de su adopción.

Ver la Nota 29 de revelaciones adicionales respecto a la naturaleza, cantidad, tiempo e incertidumbre de los ingresos procedentes de contratos con los clientes.

b. IFRS nuevas y revisadas emitidas no vigentes

La Compañía no ha aplicado las siguientes IFRS nuevas y revisadas que se han emitido pero que aún no han entrado en vigor:

- i. Enmiendas a la IAS 10, *Estados Financieros Consolidados* y IAS 28, *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos* (1)
- ii. IFRS 16, *Arrendamientos* (2)
- iii. *Modificaciones a las IFRSs, Mejoras anuales a las IFRSs Ciclo 2015-2017* (2)
- iv. *IFRS 17, Contratos de Seguros* (3)
- v. Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera ("IFRIC") 23, *Interpretación sobre Posiciones Fiscales Inciertas* (2)

(1) Fecha de vigencia es aplazada indefinidamente; la adopción temprana de las modificaciones de septiembre 2014 sigue siendo permitida.

(2) Entrada en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero 2019.

(3) Entrada en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero 2021.

Enmiendas a la IFRS 10 *Estados Financieros Consolidados* y IAS 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos*

Las enmiendas a la IAS 28 requieren que las ganancias y pérdidas que resulten de transacciones entre una entidad y su asociada o negocio conjunto correspondan únicamente a activos que no constituyen un negocio. Asimismo, un nuevo requerimiento ha sido introducido para que las ganancias o pérdidas de transacciones descendentes que involucren activos que constituyen un negocio entre una entidad y su asociada o negocio conjunto se reconozcan en su totalidad en los Estados Financieros del inversionista.

Adicionalmente, una entidad necesita considerar si los activos que son vendidos y contribuidos en transacciones separadas constituyen un negocio y deben ser contabilizadas como una transacción individual.

Por otra parte, para Estados Financieros Consolidados, se introdujo en la IFRS 10 una excepción del requerimiento general para reconocer la totalidad de una ganancia o pérdida por la pérdida de control de una subsidiaria que no contiene un negocio en una transacción con inversiones en asociadas o negocios conjuntos, contabilizadas aplicando el método de participación. La adopción de esta norma no tendrá efecto significativo cuando se haga efectiva.

IFRS 16 *Arrendamientos*

La IFRS 16 *Arrendamientos* fue publicada en enero de 2016 y sustituye a la IAS 17 *Arrendamientos*, así como las interpretaciones relacionadas. Esta nueva norma propicia que la mayoría de los arrendamientos se presenten en el estado de situación financiera para los arrendatarios bajo un modelo único, eliminando la distinción entre los arrendamientos operativos y financieros. Sin embargo, la contabilidad para los arrendadores permanece con la distinción entre dichas clasificaciones de arrendamiento. La IFRS 16 es efectiva para períodos que inician a partir del 1 de enero de 2019 y se permite su adopción anticipada siempre que se haya adoptado la IFRS 15 *Ingresos de contratos con clientes*.

Bajo la IFRS 16, los arrendatarios reconocerán el derecho de uso de un activo y el pasivo por arrendamiento correspondiente. El derecho de uso se trata de manera similar a cualquier otro activo no financiero, con su depreciación correspondiente, mientras que el pasivo incluirá intereses. Esto típicamente produce un perfil de reconocimiento acelerado del gasto (a diferencia de los arrendamientos operativos bajo la IAS 17 donde se

reconocían gastos en línea recta), debido a que la depreciación lineal del derecho de uso y el interés decreciente del pasivo financiero, conllevan a una disminución general del gasto a lo largo del ejercicio.

También, el pasivo financiero se medirá al valor presente de los pagos mínimos pagaderos durante el plazo del arrendamiento, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento siempre que pueda ser determinada. Si dicha tasa no puede determinarse, el arrendatario deberá utilizar una tasa de interés incremental de deuda.

Sin embargo, un arrendatario podría elegir contabilizar los pagos de arrendamiento como un gasto en una base de línea recta en el plazo del arrendamiento, para contratos con término de 12 meses o menos, los cuales no contengan opciones de compra (esta elección es hecha por clase de activo); y para contratos donde los activos subyacentes tengan un valor que no se considere significativo cuando son nuevos, por ejemplo, equipo de oficina menor o computadoras personales (esta elección podrá hacerse sobre una base individual para cada contrato de arrendamiento).

La IFRS 16 establece diversas disposiciones transitorias, incluyendo la aplicación retrospectiva o el método de aplicación retrospectivo modificado donde el período comparativo no será reformulado.

En cuanto a la metodología de transición la Compañía estará utilizando el método retrospectivo modificado. La Compañía reconocerá el derecho de uso de un activo en la fecha de aplicación inicial de arrendamientos previamente clasificado como un arrendamiento operativo aplicando la IAS 17. El arrendatario elegirá, arrendamiento por arrendamiento, para medir ese derecho de uso del activo en un monto igual al pasivo por arrendamiento, ajustado por el monto de cualquier pago hecho por adelantado o acumulado relacionado con el arrendamiento reconocido en el estado de situación financiera inmediatamente anterior a la fecha de adopción.

Esta Norma afectara principalmente la contabilización de los arrendamientos operativos. A la fecha de reporte, la Compañía tiene compromisos no cancelables por arrendamientos operativos, sin embargo la Compañía no ha determinado los impactos finales de reconocimiento de activos y pasivos por pagos futuros y como estos afectan el estado de resultados y la clasificación en los flujos de efectivo. Algunos compromisos pueden estar en la excepción de arrendamientos de costo plazo o de bajo valor y algunos que no calificaran como arrendamientos bajo IFRS 16. La norma es mandatoria para el primer periodo intermedio del periodo anual que inicia después del 1 de enero de 2019. La Compañía no tiene la intención de adoptar la norma antes de la fecha efectiva.

Impacto esperado de la adopción de la norma de arrendamientos

	Al 1 de enero de 2019
Otros activos (reclasificación por pagos anticipados y otros pasivos) (ver Notas 9 y 19)	\$ (68,295)
Derecho de uso de activos:	164,540
	<u>\$ 96,245</u>
Pasivos por arrendamientos:	
Arrendamientos circulantes	\$ (25,768)
Arrendamientos a largo plazo	<u>(70,477)</u>
Total de pasivos por arrendamientos	<u>\$ (96,245)</u>

Mejoras anuales a las IFRS Ciclo 2015-2017

Las mejoras anuales incluyen modificaciones a la IFRS 3 e IFRS 11, a la IAS 12 y a la IAS 23 que serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

Las modificaciones a la IFRS 3 *Combinación de Negocios* aclaran que cuando una entidad obtiene control de un negocio que es una operación conjunta, la entidad debe reevaluar cualquier participación previa que tenga en dicho negocio.

Las modificaciones a la IFRS 11 *Acuerdos Conjuntos* clarifican que cuando una entidad obtiene el control de un negocio que no es una operación conjunta la entidad no remide los intereses previamente mantenidos en dicho negocio.

Las modificaciones a la IAS 12 *Impuestos a la Utilidad* aclaran que los efectos en impuestos a la utilidad por dividendos (o distribuciones de utilidad) deben reconocerse en resultados sin importar cómo surge el impuesto.

Las modificaciones a la IAS 23 *Costos de Prestamos* aclaran que si un préstamo permanece pendiente de pago con posterioridad a la fecha en la que el activo relacionado está listo para su uso intencional o para su venta, dicho préstamo formara parte de los fondos que una entidad utiliza al calcular la tasa de interés capitalizable de préstamos genéricos.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluación de los efectos potenciales que se deriven de implementar la adopción de estas modificaciones en sus Estados Financieros Consolidados.

IFRS 17 *Contratos de Seguros*

La IFRS 17 fue emitida en mayo de 2017 reemplazando a la IFRS 4 *Contratos de Seguros*. Requiere un modelo de medición actual donde las estimaciones se vuelven a recalcular en cada período de informe.

Los contratos se miden utilizando los componentes básicos de: 1) flujos de efectivo ponderados por probabilidad descontados, 2) un ajuste de riesgo explícito y 3) un margen de servicio contractual ("CSM"), por sus siglas en inglés, que representa el beneficio no derivado del contrato que se reconoce como ingresos sobre el período de cobertura.

La norma permite elegir entre reconocer los cambios en las tasas de descuento en el estado de resultados o directamente en otro resultado integral. La elección probablemente refleje como las aseguradoras contabilizan sus Activos Financieros según la IFRS 9.

Se permite un enfoque de asignación de primas opcionales y simplificadas para el pasivo, por la cobertura restante para contratos de corta duración, que a menudo son emitidos por aseguradores que no son de vida.

Existe una modificación del modelo de medición general denominado "enfoque de tarifa variable" para ciertos contratos suscritos por aseguradores de vida en los que los asegurados comparten los rendimientos de los elementos subyacentes. Al aplicar el enfoque de tasa variable, la participación de la entidad en los cambios en el valor razonable de los elementos subyacentes se incluye en el margen de servicio contractual. Por lo tanto, es probable que los resultados de las aseguradoras que utilizan este modelo sean menos volátiles que bajo el modelo general.

Las nuevas reglas afectarán los Estados Financieros y los indicadores de rendimiento clave de todas las entidades que emiten contratos de seguro o contratos de inversión con características de participación discrecional.

La IFRS 17 se aplica a los ejercicios que comiencen en o después del 1 de enero de 2021. Se permite su aplicación anticipada para las entidades que apliquen la IFRS 9 y la IFRS 15 en la fecha de aplicación inicial de la IFRS 17 o antes.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluación de los efectos potenciales de implementar este nuevo estándar en su información financiera.

IFRIC 23 *Interpretación sobre Posiciones Fiscales Inciertas*

Esta interpretación clarifica como aplican los criterios de reconocimiento y medición que establece la IAS 12 *Impuestos a la utilidad* cuando existen posiciones fiscales inciertas. Se refiere a aquellas posiciones fiscales en donde existe incertidumbre acerca de si la autoridad fiscal competente aceptará la posición fiscal bajo las leyes fiscales vigentes. En dichos casos, una entidad reconocerá y medirá su activo o pasivo por impuestos corrientes o diferidos aplicando los requisitos de la IAS 12 con base en ganancias (pérdidas) fiscales, bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y las tasas de impuestos determinados aplicando esta interpretación.

Una entidad deberá aplicar esta interpretación para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada y se debe revelar el hecho. En su aplicación inicial, se aplica retrospectivamente bajo los requerimientos de la IAS 8 o retrospectivamente con el efecto acumulado de su aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de utilidades retenidas.

La interpretación es efectiva para los períodos de informe anual que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía aplicará la interpretación desde su fecha de vigencia, sin embargo, no se espera ningún efecto significativo en sus estados financieros consolidados.

39. Eventos posteriores a la fecha de reporte

a. *Terminal marina en Topolobampo*

El 4 de enero de 2019, IEnova Petrolíferos IV, S. de R. L. de C. V. pagó el 50 por ciento remanente de la contraprestación pactada por un monto de \$350.5 millones de pesos por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Topolobampo, México. (Ver Nota 1.2.13.h.)

b. *Disposiciones de las líneas de crédito*

El 9 de enero de 2019, en relación a la línea de crédito mencionada en la Nota 23.a., la Compañía dispuso \$50.0 millones, para financiar capital de trabajo y para fines corporativos generales.

c. *Incremento de porcentaje de participación en ICM*

El 28 de enero de 2019, ICM emitió 770,000 nuevas acciones a la Compañía, por lo que la tenencia de ICM queda de la siguiente manera (Ver Nota 11.6.):

Accionistas	Acciones mantenidas	Porcentaje de tenencia
IEnova	15,577,708	52.35%
Trafigura	14,178,013	47.65%

d. *Don Diego adquisición de activos*

El 5 de febrero de 2019 la Compañía pago el remanente de la contraprestación por la adquisición de Don Diego, después de haber emitido el aviso final para la asignación del contrato de Construcción, Abastecimiento e Ingeniería. (Ver Nota 11.4.).

e. *Ampliación de monto y del plazo del crédito revolvente*

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio para i) aumentar el monto de la línea de crédito 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 and Investemnt Bank en el sindicato de acreedores. La tasa de interés será libor + 90 pbs y el compromiso de pago será a 24 pbs.

f. *Recompra de acciones*

Durante el mes de febrero de 2019, se llevaron a cabo recompras de acciones por un total de \$5.8 millones, equivalente a 1,600,000 acciones.

40. Autorización de la emisión de los Estados Financieros

Los Estados Financieros Consolidados adjuntos fueron autorizados para su emisión el 19 de febrero de 2019, por Manuela Molina Peralta, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas, y sujeto a la aprobación del Consejo de Administración y los accionistas ordinarios de la Compañía, que se pueden modificar de conformidad con las disposiciones de la Ley General de Sociedades Mercantiles.

41. Oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
Ciudad de México, México.
- Campos Eliseos No. 345 Piso 4
Torre Omega
Col. Chapultepec Polanco C.P. 11560
Ciudad de México, México.
- Carretera Escénica Tijuana – Ensenada km. 81.2
Col. El Sauzal, C. P. 22760
Ensenada, B.C., México.
- Carretera Mexicali Tijuana km. 14.5
Col. Sonora, C. P. 21210
Mexicali, B.C., México.
- Avenida Tecnológico No. 4505
Col. Granjas, C. P. 31160
Chihuahua, Chihuahua, México.
- Avenida Constitución Poniente No. 444
Col. Monterrey Centro C. P. 64000
Monterrey, Nuevo León, México.

* * * * *

COMISION NACIONAL BANCARIA Y DE VALORES
Direccion General de Emisoras
Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte
01020 Mexico, D.F.

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"), en nuestro carácter de Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas y Vicepresidente de Contraloría respectivamente de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias, o la "Emisora" manifestamos lo siguiente:

- I. Que hemos revisado la información presentada en los Estados Financieros Básicos dictaminados a que hacen referencia las presentes 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 Emisora.
- 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 la Emisora, 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., en su carácter de Auditores Externos Independientes y, en su caso, al Comité de Auditoría, 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., en su carácter de Auditores Externos Independientes y, en su caso, al Comité de Auditoría, 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.

Atentamente,



Lic. Manuela Molina Peralta
Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas



C.P. Roberto Rubio Macías
Vicepresidente de Contraloría

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 nuestro carácter de auditores externos de los estados financieros consolidados por el año que terminó el 31 de diciembre de 2018 de **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.**, o la "Emisora":

- I. Declaro que cumplo 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 contador público titulado con título expedido por la Secretaría de Educación Pública, con certificado emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. número 7407 expedido el 8 de abril de 1999. Asimismo, cuento con número de Registro en la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria ("AGAFF") 18302 expedido el 7 de febrero de 2014. Por otra parte, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C. (el "Despacho") cuenta con número de registro en la AGAFF del SAT 7433.
- II. Declaramos 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 nuestro Informe de Auditoría Externa de fecha 19 de febrero de 2019, 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. Declaramos 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 tengo 5 años como auditor externo independiente y he realizado la auditoría de Estados Financieros Básicos consolidados de **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.** y que **Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C.** ha prestado durante 22 años los servicios de auditoría externa a la Emisora.

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, nos obligamos 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 Básicos Consolidados de la Emisora.

Atentamente,


C.P.C. Omar Esquivel Romero

Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.

19 de febrero de 2019



Anexo

Declaración del Auditor Externo Independiente a la Emisora.

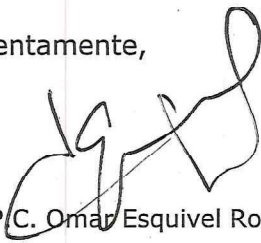
En los términos de los artículos 4 y 5 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de los estados financieros consolidados por el año que terminó el 31 de diciembre de 2018 de **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.** o la "Emisora", manifiesto lo siguiente:

- Soy Socio del despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz, Urquiza S.C. (El Despacho), desde el año 2009.
- Cuento con el registro vigente expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria (AGAFF) número 18302 y con la certificación como contador público emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. con número 7407, expedido el 8 de abril de 1999.
- Cuento con la experiencia profesional necesaria para desarrollar labores de auditoría externa.
- Soy independiente en términos del artículo 6, Capítulo II de las Disposiciones.
- No he sido expulsado ni estoy suspendido de mis derechos como miembro de la asociación profesional a la que pertenezco.
- No he sido ni estoy condenado por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal.
- No estoy inhabilitado 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 rehabilitado.
- 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. Manifiesto, asimismo, que se ha asignado un socio de revisión de la calidad del compromiso en los términos de la Norma Internacional de Control de Calidad 1 y la Norma Internacional de Auditoría (NIA 220) de conformidad con los artículos 9 y 10 de las Disposiciones.
- En el Despacho contamos 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, concubinarios o dependientes económicos mantienen inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Emisora.

Atentamente,



C.P.C. Omar Esquivel Romero

Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.

19 de febrero de 2019

* * * * *



COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

Junio 29, 2018

MANIFESTACIÓN SOBRE EL CUMPLIMIENTO CON LA NORMA DE CONTROL DE CALIDAD, DENOMINADA CONTROL DE CALIDAD APLICABLE A LAS FIRMAS DE CONTADORES PÚBLICOS QUE DESEMPEÑAN AUDITORÍAS Y REVISIONES DE INFORMACIÓN FINANCIERA, TRABAJOS PARA ATESTIGUAR Y OTROS SERVICIOS RELACIONADOS, POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017.

A la Comisión Administradora de Calidad:

Yo, **Francisco Javier Pérez Cisneros**, de conformidad con lo dispuesto en la Norma de Revisión del Sistema de Control de Calidad Aplicable a las Firmas de Contadores Públicos que Desempeñan Auditorías y Revisiones de Información Financiera, Trabajos para Atestiguar y Otros Servicios Relacionados, así como en el reglamento de la misma, del Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., declaro bajo protesta de decir verdad, que la Firma cuenta con un sistema de control de calidad que cubre los servicios profesionales de auditoría y revisiones de información financiera, trabajos para atestiguar y otros servicios relacionados, y el cual se considera que cumple con la normatividad aplicable.

Se acompaña cuestionario de confirmación del Sistema de Calidad.

Firma



Nombre

C.P.C. Francisco Javier Pérez Cisneros

En representación de la Firma

Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C. miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

1 La calidad en el desempeño de los trabajos es esencial?

De acuerdo con la confirmación de tu firma:

a) Quién asume la responsabilidad sobre la calidad?

b) Qué tipo de comunicados emiten?

i) Forma

ii) A quienes

2 Tienen una política por escrito relativa a Independencia?

Sí	No	N/A	Comentarios
X			
			<p>a) La Asamblea Especial de Socios y el Director General asumen la responsabilidad del sistema de control de calidad de la firma. En lo que respecta a la función de auditoría, se le ha delegado la responsabilidad sobre el sistema de control de calidad al socio Director Nacional de Riesgo – Auditoría</p> <p>b) i) Generalmente las comunicaciones al personal sobre temas de calidad se hacen mediante correos electrónicos dirigidos a cada uno de ellos.</p> <p>ii) A todo el personal</p>
X			

COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

3 De que forma y cada cuando se realiza la confirmación de Independencia relativa a:

a) La firma

b) Sus empleados

c) Trabajos específicos

La confirmación de Independencia anterior dónde se conserva?

Sí	No	N/A	Comentarios
			<p>a) Anualmente la firma emite a Deloitte Touche Tohmatsu Limited (DTTL) una confirmación de cumplimiento con las políticas de independencia de DTTL. Adicionalmente cada vez que otra firma que actúa como auditor principal nos solicita le confirmemos que somos independientes respecto de nuestro cliente lo hacemos.</p> <p>b) Todos los socios y empleados tienen la obligación de confirmar el cumplimiento con nuestras políticas de independencia. En igual forma en cada trabajo que se requiera deben confirmar su independencia o indicar las situaciones que puedan crear un conflicto de independencia para, en su caso, establecer las salvaguardas respectivas.</p> <p>c) Cada vez que se requiera</p> <p>En nuestras oficinas Centrales de la Ciudad de México</p>

COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

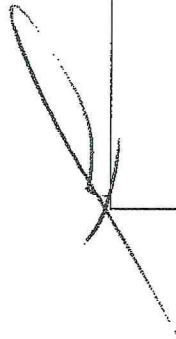
CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

	Sí	No	N/A	Comentarios
4 Qué documentación se custodia cuando existe alguna amenaza a la independencia?				Toda la información relevante que permita identificar el cliente, la persona o personas o situaciones que dan lugar a la amenaza, así como la consulta o instrucciones que se giraron para establecer las salvaguardas o la renuncia a la prestación del servicio.
5 Tienen una política por escrito para realizar la evaluación de la aceptación y retención de clientes y trabajos específicos. De qué forma se realiza: a) La documentación de la evaluación? b) Dónde se conserva	X			a) Por escrito b) En los papeles de trabajo cuando el cliente es aceptado y además en los archivos del personal que se encarga de la verificación de no existencia de conflictos de interés o independencia
6 Tienen una política escrita de Capital Humano relativas a:				
a) Contratación de personal	X			
b) Entrenamiento y capacitación	X			
c) Asignación de personal a los trabajos	X			
d) Evaluaciones	X			
e) Remuneraciones	X			

COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

	Sí	No	N/A	Comentarios
7 Se capacita periódicamente al personal en todos los niveles y cómo se lleva a cabo	X			Mediante sesiones presenciales, webcasts o eLearning
8 Para trabajos de auditoría quien o quienes son los responsables de la: a) Supervisión de los trabajos b) Revisión del trabajo c) Conclusión del mismo				a) Socios y Gerentes b) Encargados c) Encargados y ayudantes son responsables de concluir las áreas asignadas
9 Tienen una política escrita que permita: a) Realizar consultas apropiadas b) Contar con el personal adecuado para contestar las consultas de los equipos c) Dejar documentadas las consultas	X X X			
10 Se tiene una política que garantice la custodia y resguardo de los papeles de trabajo ya sean por medios electrónicos o en papel	X			
11 De que forma se comunica al personal en forma periódica aspectos técnicos y de calidad				Se les envían comunicados para indicarles en que sección de nuestra intranet se encuentran las bases de datos con la literatura de la firma, del IMCP o de otras fuentes como pueden ser IFAC, PCAOB, AICPA, SEC, etc.



COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

12 De que forma y que evidencia escrita se conserva para inspeccionar el cumplimiento de las políticas establecidas

Sí	No	N/A	Comentarios
			<p>Anualmente se lleva a cabo una revisión de la práctica de auditoría con base en las políticas de DTTL. Esta revisión incluye el sistema de control de calidad (áreas funcionales) y una muestra de trabajos que son seleccionados para verificar el cumplimiento con las políticas relativas al enfoque de auditoría y del sistema de control de calidad. Como resultado de esta revisión, DTTL emite una carta indicando la calificación obtenida tanto en la revisión del sistema de control de calidad como el promedio de todos los trabajos revisados.</p> <p>Adicionalmente al ser una firma registrada ante el PCAOB, estamos sujetos a la revisión que dicho organismo lleva a cabo periódicamente. El resultado es publicado en la página de internet del PCAOB. Nuestra firma recibe una carta igual a la publicada por el PCAOB.</p>

COMISIÓN TÉCNICA DE CALIDAD

CUESTIONARIO DE CONFIRMACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD

13 A quién y cómo se reportan los resultados del punto anterior.

Sí	No	N/A	Comentarios
			Los resultados de la revisión de la práctica son comunicados a cada uno de los socios y gerentes revisados, al director nacional de auditoría, al director nacional de reputación y riesgo, al director nacional de independencia, a los directores regionales en México, al director general de la firma mexicana, al director de la región américas de riesgo, al director mundial de riesgo, al director mundial de operaciones de auditoría y al director mundial de auditoría.

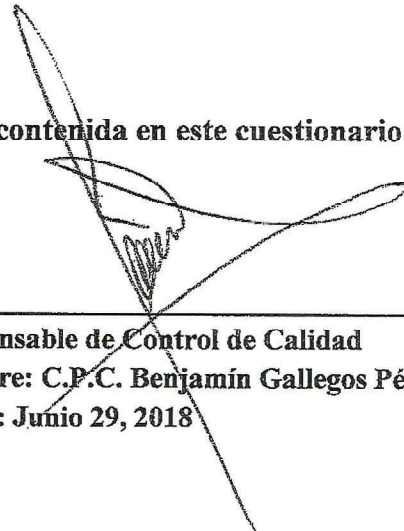
Declaro bajo protesta de decir verdad que la información contenida en este cuestionario es veraz.



Director General

Nombre: C.P.C. Francisco Javier Pérez Cisneros

Fecha: Junio 29, 2018



Responsable de Control de Calidad

Nombre: C.P.C. Benjamín Gallegos Pérez

Fecha: Junio 29, 2018

18 de febrero de 2019

February 18, 2019

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 señores:

Dear sirs:

Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores ("**LMV**") y el artículo IV.1 del Estatuto del Comité de Auditoría de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la "**Sociedad**"), en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría de la Sociedad (el "**Comité**"), después de escuchar las opiniones de los directivos que estimé pertinentes, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual sobre las operaciones y actividades del Comité, durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2018.

Pursuant to Article 43 of the Mexican Stock Market Law ("**LMV**") and Article IV.1 of the Statute of the Audit Committee of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the "**Company**"), in my capacity as Chairman of the Audit Committee (the "**Committee**"), after hearing the opinion from the officers I deemed convenient, on behalf of the Committee, I hereby render the annual report on the operations and activities developed by the Committee during the fiscal year ended on December 31, 2018.

Durante el ejercicio social de referencia, el Comité sesionó en cuatro ocasiones, el 20 de febrero de 2018, 24 de abril de 2018, el 23 de julio de 2018 y el 22 de octubre de 2018. Se tuvieron reuniones previas, a cada sesión, con los auditores externos y el auditor interno de IEnova, para comentar mejoras y tendencias internacionales de la industria así como mejores prácticas contables. Las principales resoluciones adoptadas por el Comité en las sesiones celebradas en el ejercicio de 2018 fueron:

During the fiscal year in question, the Committee met 4 times, on February 20, 2018 April 24, 2018, on July 23, 2018 and on October 22, 2018. There were previous meetings with the external and internal auditors of IEnova to discuss improvements and international industry and accounting trends and best practices. The main resolutions adopted by the Committee in the meetings held in the year 2018 were:

- (i) Ratificar al C.P. y CIA Gerardo Higareda Rivero como auditor interno
- (ii) Conocer y aprobar el nombramiento de la firma Deloitte /Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza S.C. como auditor externo y al Sr. Omar Esquivel como el socio responsable de la auditoría, así

- (i) Ratify CPA and CIA Gerardo Higareda Rivero as internal auditor
- (ii) To meet with and approve the appointment of "Deloitte" / Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., as external auditor and Mr. Omar Esquivel as the partner in charge, as well as the general terms of the compensation to be paid for their

- como los honorarios profesionales por sus servicios.
- (iii) Recomendar la aprobación de los estados financieros y comunicados de prensa correspondientes al año terminado el 31 de Diciembre de 2017, y primero segundo y tercer trimestre de 2018, para ser presentados al Consejo de Administración,
- (iv) Con el propósito de fortalecer el funcionamiento del Comité de Auditoría y hacer más eficaz su labor, se decidió proceder a un acercamiento con el Comité de Auditoría de Sempra, con el propósito de compartir metodologías, experiencias y hallazgos; con ello, se ha buscado establecer un canal de comunicación eficiente, aprovechando su experiencia y recursos,
- (v) Aprobar los planes de auditoria para los años 2018 y 2019,
- (vi) Aprobar el plan de trabajo y calendario del Comité para 2019,
- (vii) Con respecto a 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 emitidas por esa Comisión mediante publicación en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018 (la "CUAE"). A continuación se describen los Servicios Adicionales prestados por el despacho Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembros de Deloitte Touche Tohmatsu LLP:
- services.
- (iii) To approve the financial statements and press releases for the year ended December 31, 2017 and the 1st, 2nd and 3rd quarters of 2018, presented to the Board of Directors,
- (iv) In order to strengthen the Audit Committee and make it more efficient, it was decided to have a closer relationship with Sempra Energy's Audit Committee, to share methodologies, experiences and findings; the above allowed a more effective communication and transfer of experience and resources,
- (v) To approve the audit plans for the years 2018 and 2019,
- (vi) To approve the committee's work plan and calendar for 2019,
- (vii) With respect to the General rules applicable to entities and issuers overviewed by the Mexican Securities and Exchange Commission, who hire financial statements external audit services; that were published on the Official Gazette of the Federation on April 26, 2018 ("CUAE"). Below a list of the Additional Services provided by the firm Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., members of Deloitte Touche Tohmatsu LLP:
- Reportes de cumplimiento con el Servicio de Administración Tributaria
 - Statutory reports in compliance with the Tax Administration Service
 -

- Proyectos financieros (Energizer y Thunder)

Adicionalmente se tuvieron reuniones de trabajo para evaluar los impactos de la CUAÉ y asegurar su cumplimiento

- (viii) Aprobar los reportes presentados por el auditor interno y externo,
- (ix) Verificar que el sistema de control interno y auditoría interna de la sociedad y personas morales que ésta controla operan de manera adecuada,
- (x) Se implementaron las recomendaciones hechas por el área de Auditoría Interna,
- (xi) Se determinó que tanto la firma de auditores externos y el socio que la representa llevaron a cabo sus funciones de manera adecuada,
- (xii) Se revisó el impacto de nuevas normas contables y se hicieron modificaciones pertinentes a políticas contables relevantes,
- (xiii) Se le dio seguimiento a la implementación del esquema de administración de riesgos de la compañía, así como las medidas de mitigación correspondientes.
- (xiv) Con respecto a las denuncias recibidas del Comité de Ética, no hubo ninguna relevante que requiera de atención especial, aunque todos los casos son presentados en este Comité

Se les informa que durante el ejercicio de 2018 no existieron 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.

- Financial Projects (Energizer and Thunder)

Additionally several meetings were held to assess CUAÉ impacts and ensure compliance with it

- (viii) To approve the reports presented by the internal and external auditors,
- (ix) To verify that the internal control system and internal audit department of the entity and its subsidiaries, operate adequately,
- (x) The recommendations made by internal audit were implemented,
- (xi) It was concluded that both the external audit firm and its partner complied with their duties adequately,
- (xii) Impact of new accounting regulations was assessed and relevant accounting policies were modified during the year,
- (xiii) A follow up process was given to the risk management system of the Company,
- (xiv) There were no relevant denounces received from the Ethics Committee that required special attention however all cases are presented to this Committee

It is hereby informed that, during the year 2018 there were no observations regarding the performance of the senior management of the Company, and no waivers were granted by the Board of Directors in terms of the provisions of Article 28, paragraph III, subparagraph f) of the LMV.

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 en términos de las disposiciones legales aplicables.

In my capacity as Chairman of the Committee, on behalf of such Committee, I hereby reiterate our commitment to carry out our audit duties for the benefit of a transparent and sustainable operation in terms of the applicable laws.

Este informe ha sido aprobado por unanimidad de los miembros del Comité.

This report has been unanimously approved by the members of the Committee.

Atentamente, / Sincerely,



Aarón Dychter Poltolarek

Presidente del Comité de Auditoría
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V

20 de febrero de 2018

February 20, 2018

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 señores:

Dear sirs:

Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores (“**LMV**”) y el artículo IV.1 del Estatuto del Comité de Auditoría de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la “**Sociedad**”), en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría de la Sociedad (el “**Comité**”), después de escuchar las opiniones de los directivos que estimé pertinentes, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual sobre las operaciones y actividades del Comité, durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2017.

Pursuant to Article 43 of the Mexican Stock Market Law (“**LMV**”) and Article IV.1 of the Statute of the Audit Committee of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the “**Company**”), in my capacity as Chairman of the Audit Committee (the “**Committee**”), after hearing the opinion from the officers I deemed convenient, on behalf of the Committee, I hereby render the annual report on the operations and activities developed by the Committee during the fiscal year ended on December 31, 2017.

Durante el ejercicio social de referencia, el Comité sesionó en cuatro ocasiones, el 21 de febrero de 2017, 24 de abril de 2017, el 25 de julio de 2017 y el 23 de octubre de 2017. Se tuvieron reuniones previas, a cada sesión, con los auditores externos y el auditor interno de Sempra y de IEnova, para comentar mejoras y tendencias internacionales de la industria así como mejores prácticas contables. Las principales resoluciones adoptadas por el Comité en las sesiones celebradas en el ejercicio de 2017 fueron:

During the fiscal year in question, the Committee met 4 times, on February 21, 2017 April 24, 2017, on July 25, 2017 and on October 23, 2017. There were previous meetings with the external and internal auditors (Sempra and IEnova) to discuss improvements and international industry and accounting trends and best practices. The main resolutions adopted by the Committee in the meetings held in the year 2017 were:

- (i) Ratificar al C.P. Gerardo Higareda Rivero como auditor interno
- (ii) Conocer y aprobar el nombramiento de la firma Deloitte /Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza S.C. como auditor externo y al Sr. Omar Esquivel como el socio responsable de la auditoría, así como los honorarios profesionales por sus servicios.

- (i) Ratify CPA Gerardo Higareda Rivero as internal auditor
- (ii) To meet with and approve the appointment of “Deloitte” / Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., as external auditor and Mr. Omar Esquivel as the partner in charge, as well as the general terms of the compensation to be paid for their services.

- | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> (iii) Recomendar la aprobación de los estados financieros y comunicados de prensa correspondientes al año terminado el 31 de Diciembre de 2016, y primero segundo y tercer trimestre de 2017, para ser presentados al Consejo de Administración, (iv) Aprobar los planes de auditoria para los años 2017 y 2018, (v) Aprobar el plan de trabajo y calendario del Comité para 2018, (vi) Aprobar los reportes presentados por el auditor interno y externo, (vii) Verificar que el sistema de control interno y auditoría interna de la sociedad y personas morales que ésta controla operan de manera adecuada, (viii) Se implementaron las recomendaciones hechas por el área de Auditoría Interna, (ix) Se determinó que tanto la firma de auditores externos y el socio que la representa llevaron a cabo sus funciones de manera adecuada, (x) Durante el ejercicio no hubo modificaciones a políticas contables relevantes, (xi) Se le dio seguimiento a la implementación del esquema de administración de riesgos de la compañía, así como las medidas de mitigación correspondientes. (xii) Con respecto a las denuncias recibidas del Comité de Ética, no hubo ninguna relevante que requiera de atención especial, aunque todos los casos son presentados en este Comité | <ul style="list-style-type: none"> (iii) To approve the financial statements and press releases for the year ended December 31, 2016 and the 1st, 2nd and 3rd quarters of 2017, presented to the Board of Directors, (iv) To approve the audit plans for the years 2017 and 2018, (v) To approve the committee's work plan and calendar for 2018, (vi) To approve the reports presented by the internal and external auditors, (vii) To verify that the internal control system and internal audit department of the entity and its subsidiaries, operate adequately, (viii) The recommendations made by internal audit were implemented, (ix) It was concluded that both the external audit firm and its partner complied with their duties adequately, (x) There were no relevant accounting policies modified during the year, (xi) A follow up process was given to the risk management system of the Company, (xii) There were no relevant denounces received from the Ethics Committee that required special attention however all cases are presented to this Committee |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Se les informa que durante el ejercicio de 2017 no existieron observaciones respecto del desempeño de los directivos relevantes de la Sociedad, ni se otorgaron dispensas por el Consejo de Administración en términos de lo

It is hereby informed that, during the year 2017 there were no observations regarding the performance of the senior management of the Company, and no waivers were granted by the Board of Directors in terms of the provisions

establecido en el artículo 28, fracción III, inciso f) de la LMV.

of Article 28, paragraph III, subparagraph f) of the LMV.

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 en términos de las disposiciones legales aplicables.

In my capacity as Chairman of the Committee, on behalf of such Committee, I hereby reiterate our commitment to carry out our audit duties for the benefit of a transparent and sustainable operation in terms of the applicable laws.

Este informe ha sido aprobado por unanimidad de los miembros del Comité.

This report has been unanimously approved by the members of the Committee.

Atentamente, / Sincerely,

Aaron Dyoher Poltolarek

Presidente del Comité de Auditoría
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V

21 de febrero de 2017

February 21, 2017

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 señores:

Dear sirs:

Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores (“**LMV**”) y el artículo IV.1 del Estatuto del Comité de Auditoría de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la “**Sociedad**”), en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría de la Sociedad (el “**Comité**”), después de escuchar las opiniones de los directivos que estimé pertinentes, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual sobre las operaciones y actividades del Comité, durante el ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2016.

Pursuant to Article 43 of the Mexican Stock Market Law (“**LMV**”) and Article IV.1 of the Statute of the Audit Committee of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the “**Company**”), in my capacity as Chairman of the Audit Committee (the “**Committee**”), after hearing the opinion from the officers I deemed convenient, on behalf of the Committee, I hereby render the annual report on the operations and activities developed by the Committee during the fiscal year ended on December 31, 2016.

Durante el ejercicio social de referencia, el Comité sesionó en cuatro ocasiones, el 22 de febrero de 2016, 25 de abril de 2016, el 26 de julio de 2016 y el 25 de octubre de 2016. Se tuvieron reuniones previas con los auditores externos y el auditor interno de Sempra y de IEnova, para comentar mejoras y tendencias internacionales de la industria así como mejores prácticas contables. Las principales resoluciones adoptadas por el Comité en las sesiones celebradas en el ejercicio de 2016 fueron:

During the fiscal year in question, the Committee met 4 times, on February 22, 2016 April 25, 2016, on July 26, 2016 and on October 25, 2016. There were previous meetings with the external and internal auditors (Sempra and IEnova) to discuss improvements and international industry and accounting trends and best practices. The main resolutions adopted by the Committee in the meetings held in the year 2016 were:

- (i) Ratificar al C.P. Gerardo Higareda Rivero como auditor interno
- (ii) Conocer y aprobar el nombramiento de la firma Deloitte /Galaz Yamazaki Ruiz Urquiza S.C. como auditor externo y al Sr. Omar Esquivel como el socio responsable de la auditoría, así como los honorarios profesionales por sus servicios.

- (i) Ratify CPA Gerardo Higareda Rivero as internal auditor
- (ii) To meet with and approve the appointment of “Deloitte” / Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., as external auditor and Mr. Omar Esquivel as the partner in charge, as well as the general terms of the compensation to be paid for their services.

- | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> (iii) Aprobar los estados financieros y comunicados de prensa correspondientes al año terminado el 31 de Diciembre de 2015, y primero segundo y tercer trimestre de 2016, presentados al Consejo de Administración, (iv) Aprobar los planes de auditoria para los años 2016 y 2017, (v) Aprobar el plan de trabajo y calendario del Comité para 2017, (vi) Aprobar los reportes presentados por el auditor interno y externo, (vii) Verificar que el sistema de control interno y auditoría interna de la sociedad y personas morales que ésta controla operan de manera adecuada, (viii) Se implementaron las recomendaciones hechas por el área de Auditoría Interna, (ix) Se determinó que tanto la firma de auditores externos y el socio que la representa llevaron a cabo sus funciones de manera adecuada, (x) Durante el ejercicio no hubo modificaciones a políticas contables relevantes, (xi) Se le dio seguimiento a la implementación del esquema de administración de riesgos de la compañía. (xii) Con respecto a las denuncias recibidas del Comité de Ética, no hubo ninguna relevante que requiera de atención especial, aunque todos los casos son presentados en este Comité | <ul style="list-style-type: none"> (iii) To approve the financial statements and press releases for the year ended December 31, 2015 and the 1st, 2nd and 3rd quarters of 2016, presented to the Board of Directors, (iv) To approve the audit plans for the years 2016 and 2017, (v) To approve the committee's work plan and calendar for 2017, (vi) To approve the reports presented by the internal and external auditors, (vii) To verify that the internal control system and internal audit department of the entity and its subsidiaries, operate adequately, (viii) The recommendations made by internal audit were implemented, (ix) It was concluded that both the external audit firm and its partner complied with their duties adequately, (x) There were no relevant accounting policies modified during the year, (xi) A follow up process was given to the risk management system of the Company, (xii) There were no relevant denounces received from the Ethics Committee that required special attention however all cases are presented to this Committee |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Se les informa que durante el ejercicio de 2016 no existieron 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.

It is hereby informed that, during the year 2016 there were no observations regarding the performance of the senior management of the Company, and no waivers were granted by the Board of Directors in terms of the provisions of Article 28, paragraph III, subparagraph f) of the LMV.

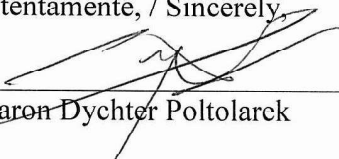
En mi carácter de Presidente del Comité, en representación de dicho órgano, reitero a ustedes nuestro compromiso para llevar a cabo nuestras funciones en materia de auditoria en beneficio de una operación transparente y sustentable en términos de las disposiciones legales aplicables.

Este informe ha sido aprobado por unanimidad de los miembros del Comité.

In my capacity as Chairman of the Committee, on behalf of such Committee, I hereby reiterate our commitment to carry out our audit duties for the benefit of a transparent and sustainable operation in terms of the applicable laws.

This report has been unanimously approved by the members of the Committee.

Atentamente, / Sincerely,



Aaron Dychter Poltolarck

Presidente del Comité de Auditoria
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V