

IENOVA ANUNCIA EL INICIO DE TRABAJOS DE MERCADEO DE UNA POTENCIAL OFERTA DE INSTRUMENTOS DE DEUDA

Ciudad de México, a 9 de septiembre de 2020 – Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., ("**IEnova**" o la "**Sociedad**"), anuncia que en esta fecha ha iniciado trabajos de mercadeo en relación con una potencial oferta privada de instrumentos de deuda, cuya realización dependerá de las condiciones de mercado.

Asimismo, y como fue previamente informado, en virtud de que, a partir del primer trimestre de 2020, IEnova ha reorganizado los segmentos utilizados previamente en los reportes de información para facilitar la revisión del desempeño de cada segmento y permitir responder a las necesidades de la administración más eficazmente, se han reformulado los estados financieros de la Sociedad por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, mismos que se adjuntan al presente. La reformulación no tuvo efecto alguno en las políticas contables ni bases de preparación de la información financiera de la Sociedad. Los estados financieros reflejando la aplicación retrospectiva de la nueva presentación de segmentos para estos ejercicios han sido puestos a disposición de los compradores de la potencial oferta privada.

Cualesquier valores de deuda a ser ofrecidos en la potencial oferta privada no han sido, ni serán, registrados en México, Estados Unidos ni en ningún otra jurisdicción y no podrán ser ofrecidos o vendidos (i) en México sin la autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV") de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores y todas las regulaciones aplicables y el debido registro de dichos valores en el Registro Nacional de Valores mantenido por la CNBV; ni (ii) en los Estados Unidos de América sin registro bajo la Ley de Valores de 1933, según haya sido modificada, o una exención de registro de la misma.

Este comunicado es sólo para fines informativos en términos del Artículo 50 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores y no constituye una oferta de suscripción o venta ni una solicitud para suscribir o vender valores.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Financieros Consolidados
por los años que terminaron el 31 de
diciembre 2019, 2018 y 2017 e Informe
de los Auditores Independientes del 4 de
Septiembre de 2020

Índice de notas a los Estados Financieros Consolidados

Nota		Página
1	Información general y eventos relevantes	12
2	Principales políticas contables	27
3	Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres	46
4	Efectivo y equivalentes de efectivo	48
5	Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	49
6	Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables	50
7	Inventarios de gas natural	56
8	Arrendamientos financieros por cobrar	56
9	Otros activos	59
10	Inversión en negocios conjuntos	60
11	Adquisición de activos	68
12	Activos disponibles para la venta y operación discontinua	73
13	Crédito mercantil	74
14	Propiedad, planta y equipo, neto	75
15	Activos intangibles	78
16	Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	79
17	Beneficios a los empleados	79
18	Otros pasivos financieros	80
19	Otros pasivos	81
20	Provisiones	81
21	Bonos de carbono	82
22	Deuda a corto plazo	83
23	Deuda a largo plazo	84
24	Instrumentos financieros	88
25	Impuestos a la utilidad	99
26	Capital contable	103
27	Dividendos decretados	104
28	Información por segmentos	105
29	Ingresos	112
30	Ingresos por interés	117
31	Gastos de operación, administración y otros gastos	117
32	Otras ganancias (pérdidas), netas	118
33	Costos financieros	118
34	Depreciación y amortización	118
35	Utilidad por acción básica y diluida	119
36	Compromisos	119
37	Contingencias	129
38	Aplicación de las IFRS nuevas y revisadas	134
39	Eventos posteriores a la fecha de reporte	140
40	Autorización de la emisión de los Estados Financieros	144
41	Oficinas registradas	144

Informe de los auditores independientes al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

(En millones de dólares estadounidenses)

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 2019, 2018 y 2017, 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 2019, 2018 y 2017, 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.

Párrafo de énfasis – Cambio en el reporte de segmentos

Llamamos la atención sobre la Nota 28 de los estados financieros, en la que se describen la información por segmentos. La información presentada en los segmentos reportables al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, ha sido reexpresada para permitir mejorar la visibilidad del rendimiento de cada negocio y permitir que el negocio responda a las necesidades de la administración de manera más efectiva. Nuestra opinión no se modifica con respecto a esta cuestión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del período actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones. Hemos determinado que las cuestiones que se describen a continuación son las cuestiones clave de la auditoría que se deben comunicar en nuestro informe.



Análisis de nuevos contratos y transacciones relevantes

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. El análisis requirió que la Compañía determine si necesita consolidar un proyecto, si el acuerdo contiene un arrendamiento, 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 y la adopción de nuevas normas de información financiera.

Como se describe en la Nota 38 de los estados financieros consolidados, la Compañía adoptó IFRS 16, *Arrendamientos* (IFRS 16), el 1 de enero de 2019. IFRS 16 especifica como una entidad debe reconocer, medir, presentar y revelar los arrendamientos. IFRS 16 proporciona un modelo de contabilización único para el arrendatario, requiriendo al arrendatario reconocer activos y pasivos por todos aquellos arrendamientos a menos que el término del arrendamiento sea 12 meses o menos o el activo relacionado tenga un valor bajo. La implementación de IFRS 16 es considerado una cuestión clave de auditoría debido a los juicios aplicados para establecer los supuestos claves subyacentes.

Nuestra auditoría enfatizó el entendimiento sobre el control interno de la Compañía y la realización de procedimientos detallados de evaluación de riesgos para determinar los juicios significativos utilizados y diseñar procedimientos de auditoría específicos que respondieran a los riesgos identificados en la implementación de IFRS 16. Hemos evaluado si el tratamiento contable respecto a los arrendamientos es consistente con los criterios establecidos en IFRS 16, incluidos aspectos como el plazo del arrendamiento, la tasa de descuento y el principio de medición. Adicionalmente, hemos evaluado ciertos asuntos de transición, incluyendo la validación del uso apropiado de los recursos prácticos proporcionados por IFRS 16. Debido al grado de juicio aplicado por la Administración en establecer los supuestos relacionados, hemos involucrado a nuestros especialistas en contabilidad técnica y valuación para asistirnos en la auditoría de estos asuntos.

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, originado principalmente por las compras de IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V. y Ventika I, S. A. P. I. de C. V. y Ventika II, S. A. P. I. de C.V., y que representa el 17% del total de los activos al 31 de diciembre de 2019. Durante el cuarto trimestre de 2019 la administración realizó la prueba anual de deterioro del crédito mercantil, la cual usa supuestos de negocios y valuación que requieren un alto nivel de juicio, incluyendo tasas de descuento, proyecciones de ingresos y costos a largo plazo. Los asuntos más relevantes probados en nuestra auditoría fueron los siguientes:

- La razonabilidad de la tasa de descuento
- La razonabilidad del importe de recuperación determinado, incluyendo su valor razonable, a través de distintas técnicas de valuación:
- Pruebas para corroborar que los cálculos estén basados en los últimos planes de negocios de la Compañía aprobados por el Consejo de Administración.
- Pruebas del nivel de crecimiento proyectado para concluir sobre su razonabilidad con respecto a las condiciones del mercado y que el nivel de crecimiento proyectado en el cálculo del año actual es razonable en comparación con el nivel de crecimiento real histórico.
- Pruebas de sensibilidad para validar supuestos relevantes.



Nuestros procedimientos de auditoría se centraron principalmente en probar los controles relevantes respecto de los riesgos que identificamos con base en nuestra evaluación y realizar procedimientos sustantivos sobre los supuestos relevantes utilizados por la Compañía en su prueba anual. Adicionalmente, involucramos a un especialista interno en valuación, quien nos apoyó en las pruebas que requieren un alto conocimiento técnico.

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. Erika Regalado García
Ciudad de México, México
04 de septiembre de 2020



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 2019	31 de diciembre 2018	31 de diciembre 2017
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	4, 24	\$ 57,966	\$ 51,764	\$ 38,289
Efectivo restringido	4, 24	30,844	23,342	55,820
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 24	11,354	9,809	8,126
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	5, 24, 29	139,407	153,649	94,793
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	36,394	45,043	24,600
Impuestos a la utilidad por recuperar	25	22,061	74,806	81,909
Inventario de gas natural	7	8,270	3,516	7,196
Instrumentos financieros derivados	24	10,267	9,474	6,130
Impuesto al valor agregado por recuperar		132,886	76,907	39,633
Bonos de carbono	21	6,444	5,936	—
Otros activos	9	9,688	9,695	10,327
Activos disponibles para la venta	12	—	—	148,190
Total de activos corrientes		465,581	463,941	515,013
Activos no corrientes:				
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	744,609	646,297	493,887
Instrumentos financieros derivados	24	6,974	8,146	1,935
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 24	921,270	932,375	942,184
Impuestos a la utilidad diferidos	25	89,898	80,853	97,334
Inversión en negocios conjuntos	10	625,802	608,708	523,102
Otros activos	9	32,836	94,060	32,658
Propiedad, planta y equipo, neto	14, 28	4,637,962	4,086,914	3,729,456
Activos por derecho de uso, neto	38	175,841	—	—
Bonos de carbono	21	30,083	15,499	—
Activos intangibles, neto	15	180,867	190,772	190,199
Crédito mercantil	13	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Efectivo restringido	4, 24	2,692	2,941	—
Total de activos no corrientes		9,086,925	8,304,656	7,648,846
Total de activos	28	\$ 9,552,506	\$ 8,768,597	\$ 8,163,859

(Continúa)

Pasivos y Capital contable	Notas	31 de diciembre 2019	31 de diciembre 2018	31 de diciembre 2017
Pasivos corrientes:				
Deuda a corto plazo	22, 24	\$ 1,235,379	\$ 870,174	\$ 262,760
Cuentas por pagar	16, 24	154,936	99,757	72,638
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	24,471	310,696	544,217
Impuestos a la utilidad por pagar	25	62,699	63,044	3,384
Pasivos a corto plazo por arrendamiento	38	2,654	—	—
Instrumentos financieros derivados	24	15,071	10,943	41,726
Otros pasivos financieros	18, 24	26,218	24,720	10,372
Provisiones	20	—	251	394
Otros impuestos por pagar		31,878	31,619	36,273
Bonos de carbono	21	6,444	6,354	—
Otros pasivos	19	33,782	28,073	19,631
Pasivos relacionados con activos disponibles para la venta	12	—	—	62,522
Total de pasivos corrientes		1,593,532	1,445,631	1,053,917
Pasivos no corrientes:				
Deuda a largo plazo	23, 24	1,818,331	1,675,192	1,732,040
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	233,597	75,161	73,510
Pasivos a largo plazo por arrendamientos	38	101,788	—	—
Impuestos a la utilidad diferidos	25	565,957	566,892	551,614
Bonos de carbono	21	29,843	14,826	—
Provisiones	20	84,842	61,903	67,210
Instrumentos financieros derivados	24	140,860	152,880	162,444
Beneficios a los empleados	17	9,901	7,643	6,537
Otros pasivos a largo plazo	19, 29	16,618	14,719	—
Total de pasivos no corrientes		3,001,737	2,569,216	2,593,355
Total de pasivos	28	4,595,269	4,014,847	3,647,272
Capital contable:				
Capital social	26	955,239	963,272	963,272
Aportación adicional de capital	26	2,342,883	2,351,801	2,351,801
Acciones en tesorería	26	—	(7,190)	—
Otros resultados de pérdida integral		(130,919)	(104,105)	(114,556)
Utilidades retenidas		1,777,280	1,536,662	1,316,070
Total de capital contable participación controladora		4,944,483	4,740,440	4,516,587
Participación no controladora		12,754	13,310	—
Total de capital contable		4,957,237	4,753,750	4,516,587
Compromisos y contingencias	36, 37	—	—	—
Eventos posteriores a la fecha de reporte	39	—	—	—
Total de pasivos y capital contable		\$ 9,552,506	\$ 8,768,597	\$ 8,163,859

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		
		2019	2018	2017
		(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)
Ingresos	24, 28, 29	\$ 1,379,256	\$ 1,368,555	\$ 1,222,905
Costo de ingresos		(391,093)	(385,791)	(331,846)
Gastos de operación, administración y otros gastos	31	(210,325)	(214,519)	(202,982)
Depreciación y amortización	14, 28, 34	(155,799)	(137,157)	(119,020)
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. ("TDM")	12	—	—	(63,804)
Ingresos por intereses	28, 30	45,665	27,449	22,808
Costos financieros	28, 33	(132,849)	(122,879)	(73,501)
Otras ganancias (pérdidas), neto	32	25,619	8	(40,900)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	25	560,474	535,666	413,660
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	(132,558)	(143,064)	(104,163)
Participación en la utilidad de negocios conjuntos	10, 28	39,769	37,984	44,677
Utilidad del año	28	<u>\$ 467,685</u>	<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>
Atribuible a:				
Participación controladora	35	468,241	430,592	354,174
Participación no controladora		(556)	(6)	—
		<u>\$ 467,685</u>	<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>
Utilidad por acción:				
Utilidad por acción básica y diluida	35	<u>\$ 0.31</u>	<u>\$ 0.28</u>	<u>\$ 0.23</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		
		2019	2018	2017
Utilidad neta del año	28	\$ 467,685	\$ 430,586	\$ 354,174
Partidas que no serán reclasificadas a ganancias (pérdidas):				
(Pérdidas) ganancias actuariales en planes de beneficios definidos	17	(1,057)	519	704
Impuesto a la utilidad diferido relativo a las (pérdidas) ganancias actuariales en planes de beneficios definidos		317	(156)	(211)
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados		<u>(740)</u>	<u>363</u>	<u>493</u>
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a ganancias (pérdidas):				
(Pérdida) ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		(9,727)	7,688	4,586
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la (pérdida) ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		2,918	(2,306)	(1,376)
(Pérdida) ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		(41,321)	7,665	3,270
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la (pérdida) ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		12,396	(2,299)	(981)
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		9,660	(660)	6,110
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a (pérdidas) ganancias		<u>(26,074)</u>	<u>10,088</u>	<u>11,609</u>
Otros resultados integrales del año		<u>(26,814)</u>	<u>10,451</u>	<u>12,102</u>
Total de utilidad integral del año		<u>\$ 440,871</u>	<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		441,427	441,043	366,276
Participación no controladora		<u>(556)</u>	<u>(6)</u>	<u>—</u>
		<u>\$ 440,871</u>	<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</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 2016	26	\$ 963,272	\$ 2,351,801	\$ —	\$ (126,658)	\$1,161,896	\$ 4,350,311	\$ —	\$ 4,350,311
Utilidad del año	28	—	—	—	—	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	<u>\$ 963,272</u>	<u>\$ 2,351,801</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (114,556)</u>	<u>\$1,316,070</u>	<u>\$ 4,516,587</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ 4,516,587</u>
Utilidad del año	28	—	—	—	—	430,592	430,592	(6)	430,586
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)
Total de utilidad (pérdida) integral del año		—	—	—	10,451	430,592	441,043	(6)	441,037
Participación no controladora adicional surgida en la adquisición de subsidiarias		—	—	—	—	—	—	13,094	13,094
Participación no controladora adicional en contribuciones de capital		—	—	—	—	—	—	222	222
Recompra de acciones ordinarias, netas	26	—	—	(7,190)	—	—	(7,190)	—	(7,190)
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(210,000)	(210,000)	—	(210,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	26	<u>\$ 963,272</u>	<u>\$ 2,351,801</u>	<u>\$ (7,190)</u>	<u>\$ (104,105)</u>	<u>\$1,536,662</u>	<u>\$ 4,740,440</u>	<u>\$ 13,310</u>	<u>\$ 4,753,750</u>
Utilidad del año	28	—	—	—	—	468,241	468,241	(556)	467,685
Pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	(740)	—	(740)	—	(740)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(6,809)	—	(6,809)	—	(6,809)
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(28,925)	—	(28,925)	—	(28,925)
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	9,660	—	9,660	—	9,660
Total de (pérdida) utilidad integral del año		—	—	—	(26,814)	468,241	441,427	(556)	440,871
Recompra de acciones ordinarias, netas	26	—	—	(9,761)	—	—	(9,761)	—	(9,761)
Cancelación de acciones en tesorería	26	(8,033)	(8,918)	16,951	—	—	—	—	—
Disminución en inversión en negocio conjunto	10	—	—	—	—	(7,623)	(7,623)	—	(7,623)
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(220,000)	(220,000)	—	(220,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	26	<u>\$ 955,239</u>	<u>\$ 2,342,883</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (130,919)</u>	<u>\$1,777,280</u>	<u>\$ 4,944,483</u>	<u>\$ 12,754</u>	<u>\$ 4,957,237</u>

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		
		2019	2018	2017
Flujos de efectivo de actividades de operación:				
Utilidad del año	28	\$ 467,685	\$ 430,586	\$ 354,174
Ajustes por:				
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	132,558	143,064	104,162
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, netas de impuestos a la utilidad	10, 28	(39,769)	(37,984)	(44,677)
Costos financieros	28, 33	132,849	122,879	73,501
Ingresos por intereses	28, 30	(45,665)	(27,449)	(22,808)
Pérdida en baja de propiedad, planta y equipo		5,900	13,708	7,877
Pérdida (ganancia) por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		96	(1)	(60)
Pérdida por deterioro de TDM		—	—	63,804
Depreciación y amortización	14, 28, 34	155,799	137,157	119,020
(Ganancia) pérdida cambiaria, neta		(27,117)	6,103	37,028
(Ganancia) pérdida por valuación de instrumentos financieros derivados, neta		(1,559)	(3,754)	6,715
Otros		9	—	—
		<u>780,786</u>	<u>784,309</u>	<u>698,736</u>
Movimientos en el capital de trabajo:				
Disminución (incremento) en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		32,938	(55,452)	(2,368)
(Incremento) disminución en inventarios de gas natural, neto		(4,754)	3,680	(1,113)
Disminución (incremento) en otros activos		52,741	(14,220)	(4,204)
(Disminución) incremento en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, neto		(24,939)	5,134	12,546
Disminución en provisiones, neto		(36,703)	(42,463)	(252)
Incremento (disminución) en otros pasivos, neto		25,707	1,088	(2,098)
Efectivo generado por actividades de operación		<u>825,776</u>	<u>682,076</u>	<u>701,247</u>
Impuestos a la utilidad pagados		<u>(119,122)</u>	<u>(57,090)</u>	<u>(115,013)</u>
Flujo neto de efectivo generado por actividades de operación		<u>706,654</u>	<u>624,986</u>	<u>586,234</u>

(Continúa)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2019	2018	2017
Flujos de efectivo de actividades de inversión:				
Adquisición de activos, neto del efectivo adquirido	11	—	(19,954)	(147,638)
Aportaciones de capital en negocios conjuntos	10	(49,107)	(79,908)	(72,067)
Reducción de capital en negocios conjuntos	10	1,955	—	—
Pago de contraprestación de las terminales marinas	1	—	(44,355)	(28,179)
Intereses recibidos		18,892	563	1,089
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y otros	14	(613,624)	(392,073)	(224,816)
Préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables		(20,726)	(134,661)	(505,997)
Cobros de préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables		7,607	42,275	8,152
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(655,003)	(628,113)	(969,456)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:				
Intereses pagados		(133,792)	(85,046)	(75,661)
Préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	155,396	70,000	377,926
Pagos de préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	(267,768)	(312,032)	(46,702)
Pagos de préstamos adquiridos en la compra de subsidiaria	11	—	—	(95,839)
Préstamos obtenidos por líneas de crédito bancarias		1,477,433	916,757	897,000
Pagos de préstamos en líneas de crédito bancarias		(967,431)	(304,395)	(1,257,531)
Pagos por arrendamiento	38	(27,440)	—	—
Emisión de deuda internacional	23	—	—	840,000
Costos de emisión de deuda	23	—	—	(32,609)
Pagos por recompra de acciones	26	(9,761)	(7,190)	—
Pagos de Certificados Bursátiles (“CEBURES”)	23	—	(102,069)	—
Dividendos pagados	27	(220,000)	(210,000)	(200,000)
Efectivo neto generado por (utilizado en) actividades de financiamiento		6,637	(33,975)	406,584
Incremento (disminución) neta en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido		58,288	(37,102)	23,362
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al inicio del año		78,047	94,109	76,361
Efectos por cambios en el valor del efectivo en moneda extranjera		(44,833)	21,040	(5,614)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al final del año		\$ 91,502	\$ 78,047	\$ 94,109

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 2019, 2018 y 2017
(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. y Subsidiarias (en su conjunto, “IEnova o la Compañía”) han sido constituidas y tienen domicilio principalmente en México. Su matriz y última controladora es Sempra Energy (“Compañía Controladora”), la cual está constituida y tiene su domicilio en los Estados Unidos de América (“Estados Unidos”). Su domicilio social y 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.a.).

1.2.2. 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 (“peso” o “pesos”) históricos, relacionados con la segunda colocación pública de CEBURES. (Ver Nota 23.e.).

Para esta deuda con vencimiento en 2018, la Compañía intercambió la tasa variable en pesos Mexicanos a una tasa fija en dólares estadounidenses (“dólares” o “dólar”), 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.e.).

1.2.3. 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 Banco Nacional de México Banamex, S. A. (“Banamex”), Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”), BBVA Bancomer, S.A. de C.V. (“BBVA”), Scotiabank Inverlat, S. A. (“Scotiabank”), Mizuho Bank LTD. (“Mizuho”), BNP Paribas, S. A. y Santander (México), S. A. (“Santander”), un contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito, hasta por una cantidad de \$1.0 billon 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 a cargo de IEnova.

1.2.4. Contrato de crédito revolvente.

El 30 de noviembre de 2018 la Compañía, celebró un acuerdo de crédito en cuenta corriente con Sempra Global, LLC (“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.

1.2.5. 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.

1.2.5.1. 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.).

1.2.6. Acuerdo de compra de Ductos y Energéticos del Norte (“DEN”)

El 6 de octubre de 2017, la Compañía anunció el acuerdo para la adquisición de la participación de Pemex Transformación Industrial, S. de R. L. de C.V. (“Pemex TRI”) en DEN.

El 10 de noviembre de 2017, la Comisión Federal de Competencia Económica (“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 por ciento a 50 por ciento, a través de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. (“TAG”).

Ver Notas 10.3., 10.4. y 11.1.

1.2.7. 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. Este monto fue restablecido en la Asamblea General de Accionistas del 30 de abril de 2019. (Ver Nota 26.).

1.2.8. Incremento y extensión del contrato de crédito revolvente

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio para i) aumentar el monto de la línea de crédito (Ver Nota 22.a). a la cantidad de \$1.5 billones, ii) ampliar la vigencia del mismo, de agosto de 2020 a febrero de 2024 y iii) incluir a JP Morgan Chase Bank, N. A. y Credit Agricole Corporate y Investemnt Bank en el sindicato de acreedores y iv) un cambio en la tasa de interés.

1.2.9. Contrato de crédito revolvente

El 11 de abril de 2019, la Compañía celebró un contrato de crédito en cuenta corriente con Scotiabank, por hasta \$100,000.0. La vigencia es de tres años.

1.2.10. Carta de Crédito Standby a la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”)

El 12 de abril de 2019, Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V. (“IMG”) inversión en negocio conjunto (“JV” por sus siglas en inglés) entre la Compañía y TC Energy Corporation (“TC Energy”) emitió una carta de crédito a la CFE por un monto de \$84,463.9 por cargos fijos por capacidad de tres meses o cualquier penalidad por el periodo de fuerza mayor, a partir del 14 de abril de 2019. Este monto representa el 100 por ciento de participación que la Compañía tiene en el proyecto. La carta de crédito venció el 12 de octubre de 2019, a partir de tal fecha es prorrogable por períodos adicionales de 90 días hasta el 14 de julio de 2020.

1.2.11. Terminal de Manzanillo y Guadalajara

Durante el segundo trimestre de 2019, la Compañía firmó dos contratos de largo plazo con BP Estaciones y Servicios Energéticos, S.A de C.V. (“BP”) y Marathon Petroleum Corporation (“MPC”) para utilizar los servicios de recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados, asegurando el total de la capacidad de la terminal de Manzanillo. Con una inversión de aproximadamente \$285.0 millones, se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, que la terminal inicie operaciones comerciales en el primer semestre de 2021.

En abril 2019, la Compañía firmó un contrato a largo plazo con BP para el recibo, almacenamiento y entrega de productos refinados en la terminal que la compañía está desarrollando en Guadalajara, Jalisco. La capacidad total de la terminal se definirá una vez completados los acuerdos comerciales con los clientes adicionales.

1.2.12. Plan de expansión

El 4 de junio de 2019, Ecogas México, S. de R. L. de C. V., (“ECO”), subsidiaria de IEnova, anunció un plan de expansión mediante el cual conectará cerca de 40 mil nuevos usuarios en los próximos dos años, con una inversión aproximada de \$1,500.0 millones de pesos (\$80.0 millones).

1.2.13. Calificación crediticia de Moody’s

El 7 de junio de 2019, la Compañía anunció que Moody’s afirmó la calificación crediticia corporativa en escala global en Baa1 y la calificación crediticia corporativa en escala local Aa1.mx de IEnova, y revisó la perspectiva de estable a negativa.

1.2.14. Gasoducto Marino South of Texas-Tuxpan

En junio de 2019, IMG, JV entre IEnova y TC Energy, terminó la construcción del Gasoducto Marino South of Texas-Tuxpan de 800 kilómetros (“Km”) y estaba listo para comenzar las operaciones comerciales. El gasoducto recibió pagos de fuerza mayor desde noviembre de 2018 hasta abril de 2019. Para poner el gasoducto en servicio, IMG requiere el certificado de aceptación de CFE.

Además, en junio de 2019, IMG recibió una solicitud de arbitraje de CFE a través de la cual solicitó la anulación de ciertas cláusulas contractuales que se refieren a las responsabilidades de las partes en casos fortuitos o de fuerza mayor, así como reembolsos y pagos aplicables a dichos eventos.

En septiembre 2019, la Compañía suscribió un acuerdo con la CFE respecto al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural correspondientes al Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan, desarrollado en sociedad conjunta con TC Energy. Por medio de este acuerdo, se establece una nueva estructura de tarifas y se extiende el plazo por 10 años. Dicho acuerdo satisface los intereses de ambas partes manteniendo la integridad y rentabilidad de los contratos originales.

El 17 de septiembre de 2019, IMG anunció la entrada en operación comercial del Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan.

1.2.15. Contrato de servicios a largo plazo con MPC

El 25 de junio de 2019, la Compañía, anunció la firma de un contrato de servicios de largo plazo con una subsidiaria de MPC por 650,000 barriles, equivalente a aproximadamente al 30 por ciento de la capacidad total de la terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de gasolinas, diésel y turbosina en Manzanillo, Colima.

1.2.16. Gasoducto Guaymas-El Oro

Tras el inicio de las operaciones comerciales del gasoducto Guaymas-El Oro, la Compañía informó sobre el daño al gasoducto en el territorio Yaqui que hizo que esa sección no funcionara desde el 23 de agosto de 2017 y, como resultado, la Compañía declaró un evento de fuerza mayor según el contrato.

La Compañía ha recibido pagos de fuerza mayor desde agosto de 2017 hasta el final del período de fuerza mayor en agosto de 2019.

La Compañía también recibió una orden judicial en un procedimiento de amparo que le ha impedido realizar reparaciones para volver a poner el gasoducto en servicio. En julio de 2019, el tribunal resolvió y sostuvo que se consultó adecuadamente a la tribu Yaqui y que se recibió el consentimiento de la tribu Yaqui. Si los demandantes apelan la decisión, la orden de suspensión que impide a la Compañía reparar el daño al gasoducto en el territorio Yaqui permanecerá vigente hasta que se termine el proceso de apelación.

Adicionalmente, en julio de 2019, la Compañía recibió una solicitud de arbitraje de CFE para exigir la anulación de ciertas cláusulas del contrato para este gasoducto, que se refieren a las responsabilidades de las partes en casos fortuitos o de fuerza mayor, así como reembolsos y pagos relacionados con dichos eventos.

En agosto 2019, la Compañía suscribió un Convenio de Suspensión de plazos con CFE respecto del Contrato de Servicios de Transporte de Gas Natural por medio del gasoducto Guaymas - El Oro. Este acuerdo fue suscrito para que las partes lleven a cabo todas las acciones necesarias para reiniciar la operación del gasoducto y evitar la terminación del contrato.

En septiembre 2019, la Compañía suscribió un acuerdo con la CFE respecto al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural correspondiente al Gasoducto Guaymas - El Oro. Por medio de este acuerdo, se establece una nueva estructura de tarifas y se extiende el plazo por 10 años. Dicho acuerdo satisface los intereses de ambas partes manteniendo la integridad y responsabilidad de los contratos originales.

1.2.17. Contratos a largo plazo de Suministro de Energía

El 10 de julio de 2019, la Compañía firmó un contrato por 15 años de suministro de energía eléctrica con varias subsidiarias de El Puerto de Liverpool, S. A. B. de C. V. (“Liverpool”)

El 15 de septiembre de 2019, la Compañía firmó un contrato por 15 años de suministro de energía eléctrica con Comercializadora Circulo CCK, S. A. de C. V. y subsidiarias (“Circulo CCK”).

El 4 de octubre de 2019, la Compañía firmó un contrato de largo plazo de suministro de energía eléctrica con Envases Universales de México, S.A.P.I. de C.V (“Envases Universales”) por un periodo de diez años.

El 17 de diciembre de 2019, la Compañía suscribió un contrato de largo plazo de suministro de energía eléctrica con Grupo Cementos de Chihuahua, S.A.B. de C.V. (“GCC”) por un periodo de quince años.

La energía será generada por una planta solar ubicada en el municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua que entrará en operaciones durante el segundo semestre de 2020. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 150 MW y una inversión aproximada de \$160.0 millones.

1.2.18. Nuevo contrato bilateral de crédito revolvente

El 23 de septiembre de 2019, la Compañía celebró un contrato de crédito en cuenta corriente con The Bank of Nova Scotia (“BNS”) por hasta \$280.0 millones. La vigencia es de dos años.

1.2.19. Contratos de crédito de largo plazo

El 19 de noviembre de 2019, en relación con el crédito que se describe en la Nota 23.h, la Compañía celebró contratos de crédito con una vigencia de 15 años por \$200.0 millones con International Finance Corporation (“IFC”), miembro del World Bank Group y North American Development Bank (“NADB”).

1.2.20. Emisión privada de notas garantizadas realizada por TAG

El 16 de diciembre de 2019, de acuerdo al crédito mencionado en la Nota 10.4., el accionista principal del gasoducto Los Ramones Norte II y JV entre la Compañía y Brookfield Asset Management Inc. (“Brookfield”), emitió notas garantizadas a un plazo de 20 años, por \$332.0 millones en una colocación privada internacional suscrita en su totalidad por inversionistas de Estados Unidos Alemania, Francia y Canadá, que incluyen afiliadas y clientes de Allianz Global Investors.

1.2.21. Proyectos en desarrollo

a. 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 por ciento del monto total, el primer pago equivalente a \$500.0 millones de pesos (\$28.2 millones) 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. La terminal tendrá una capacidad de 2,100,000 barriles.

Adicionalmente, la Compañía construirá y operará dos terminales de almacenamiento de productos refinados que estarán ubicadas estratégicamente en la zona de Puebla y el Estado de México y cuya capacidad inicial será de aproximadamente 650,000 barriles, cada una.

El inicio de operaciones para las tres terminales se espera durante el primer semestre de 2020, con una inversión en el rango de \$590.0 - \$640.0 millones.

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 tres contratos por capacidad en base firme, a largo plazo y denominado en dólares con Valero Marketing and Supply de México, S. A. de C. V. (“Valero”) para la recepción, almacenamiento y entrega de hidrocarburos en la terminal marina de Veracruz y para las dos terminales terrestres que serán construidas en Puebla y el Estado de México, por un periodo de veinte años, los contratos son denominados en dólares.

Valero planea importar productos refinados como gasolina, diésel y turbosina y almacenarlos en la Terminal Marina de Veracruz. Localmente, los productos serán distribuidos mediante auto-tanque; y transportados a Puebla y el Estado de México mediante ferrocarril.

Una vez iniciada la operación comercial, y sujeta a todas las autorizaciones regulatorias y corporativas correspondientes, así como la aprobación de la API de Veracruz, Valero tendrá la opción de adquirir el 50 por ciento de la participación en cada una de las tres terminales.

El 8 de enero de 2018, ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V. (“ESRJIII”) pagó a la API de Veracruz, el 50 por ciento remanente de la contraprestación pactada por un monto de \$500.0 millones de pesos (\$25.9 millones) por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Veracruz, México.

El 22 de noviembre de 2018, ESJRIII firmó un contrato con la API de Veracruz por un terreno, el cual se destinará exclusivamente para la construcción y operación de un patio ferroviario y sus vialidades respectivas y concluirá el 11 de junio de 2038.

b. Central de generación eólica

El 16 de noviembre de 2017, la Compañía 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 de IEnova. 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.

c. *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. La energía eléctrica, 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 primer semestre de 2020. (Ver Nota 11.2.).

d. *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 terminal de una capacidad inicial de almacenamiento de un millón de barriles, va a recibir, almacenar y entregar principalmente gasolina y diesel. La inversión será de aproximadamente \$130.0 millones. Se espera que la terminal inicie operación comercial en el primer semestre 2021.

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 ésta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 *Instrumentos financieros* y, por lo tanto, está dentro del alcance de la Norma Internacional de Información Financiera (“IFRS”, por sus siglas en inglés) ⁹ *Instrumentos financieros* como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su Valor Razonable (“FV” por sus siglas en inglés). Sin embargo, el FV de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que el precio de ejercicio de la opción es cercano a su FV, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de FV.

El 14 de marzo de 2018, la Compañía también firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP, subsidiaria de BP P. L. C. (“BP PLC”), por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

e. *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 líquidos, 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 una inversión de alrededor de \$150.0 millones y que inicie operaciones comerciales en el primer semestre de 2021.

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 MPC para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. Los acuerdos permitirán a ambos, Chevron y Marathon, utilizar aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir hasta el 25 por ciento de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 y, por lo tanto, está dentro del alcance de la IFRS 9 como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su FV. Sin embargo, el FV de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que

el precio de ejercicio de la opción es cercano a su FV, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de FV.

De acuerdo 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 por ciento del monto total. El primer pago equivalente a \$350.5 millones de pesos (\$18.4 millones) fue realizado en julio de 2018.

f. 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 580,000 barriles, equivalentes al 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

El 28 de septiembre de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar, construir y operar una terminal marina para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, la cual se localizará en Manzanillo, Colima, México. En su etapa inicial se espera que la terminal cuente con una capacidad de almacenamiento de 2.2 millones de barriles. Se estima una inversión en el proyecto de aproximadamente \$285.0 millones y se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, comience operaciones en el primer trimestre del 2021.

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 por ciento de participación en el proyecto. (Ver Nota 11.4.).

g. 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., Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para la capacidad total de la primera fase del proyecto de gas natural licuado (“GNL”) de Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (“ECA”) ubicado en Ensenada, Baja California, México. (Ver Nota 39.9.).

1.2.22 Otros asuntos

a. 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+.

El 9 de julio de 2019, la Compañía anunció que Fitch colocó en observación negativa la calificación crediticia de IEnova: BBB+ / Negativa (la calificación previamente era BBB+ / Estable), debido a la explicación de la Nota 1.2.14. y 1.2.16.

El 31 de octubre de 2019, la Compañía anunció que, Fitch reafirmó la calificación crediticia de IEnova: BBB+ / Estable (previamente BBB+ / Observación negativa), derivado del acuerdo alcanzado con la CFE con respecto a los contratos de los gasoductos y su impacto neutral en el flujo de efectivo de IEnova.

Fitch mantiene la calificación crediticia de largo plazo y quirografaria de IEnova (“long-term issuer default rating and senior unsecured rating” por sus siglas en inglés) en BBB+. Esta calificación es resultado de la sólida posición competitiva de la Compañía, su adecuada estructura de capital, así como la predecible y estable generación de flujo de efectivo derivado de contratos de largo plazo con contrapartes con alta calificación crediticia y sin riesgo material de exposición a commodities. La calificación crediticia de IEnova también refleja su sólida posición y acceso a liquidez, así como el soporte de su accionista mayoritario, Sempra Energy (BBB+ / Estable).

1.3 Actividades

La Compañía reorganizó sus segmentos de informes anteriores a partir del primer trimestre de 2020. El cambio no afectó las políticas contables ni las bases de preparación de la información financiera. Este cambio refleja la forma en que la administración evaluará y revisará el desempeño del negocio. Las revelaciones se llevarán a cabo de manera uniforme de acuerdo con los nuevos segmentos establecidos para 2020. Los nuevos segmentos reportables son Gas, Almacenamiento y Electricidad. Los criterios de agregación y revelaciones correspondientes se encuentran descritos en la Nota 28.

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera, o tiene participación en, ductos de gas natural y un etanoducto, transporte, distribución y venta de gas natural, en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Durango, Chiapas, San Luis Potosí, Tabasco, Veracruz y Nuevo León, México.

El segmento Almacenamiento posee y opera una terminal de gas natural licuado (“GNL”) en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL. Adicionalmente, esferas de almacenamiento de gas licuado (“GLP”) en Jalisco, México y un gasoducto de GLP en Tamaulipas, México. La Compañía tiene en desarrollo proyectos para la construcción de terminales marinas y terrestres para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales estarán ubicadas en Veracruz, Estado de México, Puebla, Baja California, Sinaloa, Colima y Jalisco, México.

El segmento de Electricidad tiene en desarrollo, posee y opera proyectos de energía solar localizados en Baja California, Aguascalientes, Sonora y Chihuahua, México y una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de gas y una turbina de vapor en Baja California, México para dar servicio a clientes en los Estados Unidos, también un parque eólico localizado en el estado de Nuevo León, México y tiene participación en un proyecto de energía renovable, un JV en Baja California, México. Los proyectos de energía renovable utilizan los recursos solares y eólicos para suministrar energía a clientes en México y en los Estados Unidos.

La Compañía obtuvo la autorización correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) para la realización de estas actividades reguladas.

Estacionalidad de operaciones. La demanda de los segmentos de Gas y Electricidad tiene variaciones estacionales. Para el Segmento de Gas, la demanda de gas natural es mayor en época de verano e invierno. Para el Segmento de Electricidad, la demanda del servicio de suministro de energía eléctrica es mayor durante la época de clima cálido. El segmento de almacenamiento no experimenta fluctuación estacional.

1.3.1 Segmento de Gas.

Las principales subsidiarias de la Compañía incluidas en este segmento son:

- a. 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, Baja California), 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 4,138 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 2019, 2018 y 2017, ECO cuenta con aproximadamente 130,000, 122,000 y 120,000 clientes, respectivamente.

- b. 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 a 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.

- c. Gasoductos de Aguaprieta, S. de R. L de C. V. (“GAP”), subsidiaria de IGM 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 El Paso Energy Marketing Mexico, S. de R. L. de C. V. (“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 millones de pies cúbicos por día (“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 está contratada con la CFE bajo dos contratos de transporte por 25 y 35 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 1,356 MMPCPD. 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 Pies Cúbicos Por Día ("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 interconectará 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 Aguaprieta: 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 seis y veinticinco años respectivamente por 50 MMPCD y 2 MMPCD.

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 y TGN se fusionaron con GAP, siendo ésta la que subsiste 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 SDG&E, 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.

- d. IENOVA Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. (“IGH”) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas.
- e. IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V. (“IEnova Marketing”) provee servicios relativos a la compraventa 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 2019, IEnova Marketing tiene un total de 147 clientes nuevos derivados de del cambio en el reglamento emitido por la CRE.

- f. 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 Centro Nacional de Control de Gas Natural (“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.

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 152 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.

- g.** 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 11.1.).
- h.** *Ducto Marino.* En junio de 2016, IMG, un JV formado entre IEnova y TC Energy, en el cual TC Energy participa con el 60 por ciento de inversión en el capital y IEnova mantiene el 40 por ciento remanente de inversión en el capital; resultó ganador del proceso de licitación para la construcción de un gasoducto marino del South of Texas a Tuxpan; por lo que firmó con la CFE un contrato de transporte de gas natural por 35 años. El 17 de septiembre de 2019, IMG anunció que el gasoducto marino del South of Texas - Tuxpan había iniciado operación comercial. El gasoducto marino del South of Texas a Tuxpan es un ducto de 42 pulgadas de diámetro, con capacidad de 2,600 MMPCPD y una longitud aproximada de 800 Km. (Ver Nota 10.2.).

1.3.2 Segmento de Almacenamiento.

Las principales subsidiarias de la Compañía incluidas en este segmento son:

- a.** 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.

- b. 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.

- c. 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 cuatro 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.

1.3.3 Segmento de Electricidad.

Las principales 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 para financiar el impuesto al valor agregado (“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 10.1.).

- 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.

- d. La Rumorosa Solar y Proyecto Tepezalá 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 (“Tepezalá”), 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 se desarrolló en conjunto con Trina Solar Holdings, B. V. (“Trina Solar”), quien tendrá el 10 por ciento de la participación. La Rumorosa y Tepezalá Solar comenzaron operaciones durante el segundo trimestre y cuarto trimestre de 2019, respectivamente.
- e. 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. (“DeAcero”) para suministrarle energía, Certificados de Energía Limpia (“CEL”) y potencia generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora, México. La central solar fotovoltaica tiene una capacidad de 110 MW. El inicio operaciones comerciales de Pima Solar fue durante el primer trimestre de 2019.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las IFRS emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (“IASB”, por sus siglas en inglés).

2.2. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros y activos y pasivos reconocidos en la combinación de negocios que se miden y revalúan a su FV al final de la fecha de reporte, como se explica en las políticas contables incluidas a continuación.

a. Costo histórico

El costo histórico generalmente se basa en el FV de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

b. FV

El FV se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación. Al estimar el FV de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, si los participantes del mercado tomarían esas características al momento de fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición. El FV para propósitos de medición y/o revelación de estos Estados Financieros Consolidados se determina de forma tal, a excepción del FV de los arrendamientos financieros por cobrar que se determinan calculando el valor presente de los flujos de efectivo descontados (“FED”), incluyendo el período de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de Costo Promedio Ponderado de Capital (“WACC” por sus siglas en inglés) de la Compañía y las valuaciones que tienen algunas similitudes con FV, pero no es un FV, tales como el valor neto de realización de la IAS 2, *Inventarios* o el valor en uso de la IAS 36 *Deterioro de activos*.

Además, para efectos de información financiera, las mediciones de FV se clasifican en Nivel 1, 2 o 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del FV en su totalidad, las cuales se describen a continuación:

- 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.

c. Información comparativa

Los Estados Financieros Consolidados proveen información comparativa respecto al período anterior. La Compañía presenta información adicional al inicio del período anterior cuando hay una aplicación retrospectiva de una política contable, una reestructura retrospectiva o una reclasificación de elementos en los Estados Financieros Consolidados.

En estos Estados Financieros Consolidados se presenta información adicional sobre la revelación de Segmentos por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 debido al cambio en los segmentos reportables. (Ver Nota 28.).

Los siguientes ajustes y reclasificaciones inmateriales fueron realizados para conformar la presentación de los Estados Financieros Consolidados de 2018 y 2017 con la adoptada en 2019.

- Para efectos de presentación del flujo de efectivo, los saldos de efectivo restringido ahora forman parte del efectivo y equivalentes de efectivo. En consecuencia, los cambios en efectivo restringido en 2018 ya no se reportan como flujos de efectivo de actividades de inversión.
- Adicionalmente ciertos montos incluidos en Inversiones en valores a corto plazo en 2018 fueron reclasificados a Efectivo y equivalentes de efectivo.
- Los montos correspondientes a la adquisición de la inversión en Trafigura fueron reclasificados fuera del resultado integral por el periodo de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2018 en los Estados Consolidados de Cambios en el Capital Contable al no formar parte del resultado integral.

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 de la Compañía y no controladoras aún si da lugar a un déficit en éstas últimas.

Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Todas las transacciones entre las compañías del grupo, activos y pasivos, capital, ingresos, gastos y saldos se eliminan en la consolidación.

El porcentaje de participación de IEnova en el capital social de sus subsidiarias al 31 de diciembre 2019, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación 2019
<i>Segmento de Gas y Almacenamiento:</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
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 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

Compañía	Porcentaje de participación 2019
IEnova Petrolíferos VI, 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.	53.68
TP Terminals, S. de R.L. de C. V.	53.68
ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V.	100.00
<i>Segmento de Electricidad:</i>	
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias	100.00
Termoeléctrica U. S., LLC	100.00
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, S. a. r. l.	100.00
IEnova Ventika Holding II, S. a. r. l.	100.00
IEnova Ventika México, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Ventika México II, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ventika, S. A. P. I. de C. V.	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
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 Midstream Holding B. V. (antes IEnova Renewable Holding II, B. V.)	100.00
IEnova IGP, S. A. P. I. de C. V.	100.00
IEnova Infraestructura Petrolera, S. A. P. I. de C. V.	100.00
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 FV; 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 GNL es registrado al menor de su costo o valor neto de realización, utilizando el método de primeras entradas primeras salidas. El valor neto de realización representa el precio estimado de venta de los inventarios menos los costos estimados necesarios para su venta.

2.9. Arrendamientos

2.9.1. La Compañía como arrendador

Los montos por pagar por los arrendatarios bajo arrendamientos financieros se reconocen como cuentas por cobrar por el importe de la inversión neta de la Compañía en los arrendamientos. Los ingresos por arrendamientos financieros se distribuyen en los periodos contables a fin de reflejar una tasa de retorno periódica y constante en la inversión neta de la Compañía con respecto a los arrendamientos.

El ingreso por rentas bajo arrendamientos operativos se reconoce empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos al negociar y acordar un arrendamiento operativo se adicionan al valor en libros del activo arrendado, y se reconocen empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento.

2.9.2. La Compañía como arrendatario

A continuación, se detallan las nuevas políticas contables de la Compañía tras la adopción de la IFRS 16 *Arrendamientos*, que se han aplicado desde la fecha de la adopción inicial, la cual fue el 1 de enero de 2019:

La IFRS 16 define el arrendamiento como un contrato, o parte de un contrato, que transmite el derecho de usar un activo (el activo subyacente) por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación.

Activos por derecho de uso

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan para cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento.

El costo de los activos por derecho de uso incluye el monto de los pasivos de arrendamiento reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o anteriormente, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por el derecho de uso se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro.

Pasivos de arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos los incentivos de arrendamiento por cobrar, los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos del arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que la Compañía razonablemente ejerza y los pagos de penalidades por rescindir un contrato de arrendamiento, si el plazo del mismo refleja que la Compañía ejercerá la opción de rescindir. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que se produce el evento o condición que genera el pago.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa incremental por préstamo en la fecha de inicio del arrendamiento si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Después de la fecha de inicio, la cantidad de pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamiento realizados.

Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento fijo en la sustancia o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor.

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de doce meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de arrendamientos de activos de bajo valor, en adición la Compañía estableció un límite de materialidad por un monto abajo de \$250.0. Los pagos de arrendamiento a menos de doce meses y arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

IAS 17 Arrendamientos antes de la adopción de IFRS 16.

La política contable bajo la IAS 17 anterior relativa a los arrendamientos desde la perspectiva del arrendatario aplicaba un método dual de reconocimiento y medición para todos los arrendamientos. El arrendatario clasificaba los arrendamientos como financieros si se transferían sustancialmente todos los riesgos y beneficios independientemente de la propiedad. Para los demás arrendamientos se clasificaban como operativos.

2.10. Inversiones en JV's

Un JV es un acuerdo contractual mediante el cual las partes que tienen el control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del negocio conjunto. El control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control en un negocio, el cual existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren la aprobación unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados y los activos y pasivos de los JV se incorporan a los Estados Financieros Consolidados utilizando el método de participación, excepto si la inversión, o una porción de la misma, se clasifica como mantenida para su venta, en cuyo caso se contabiliza conforme a la IFRS 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas*. Conforme al método de participación, la inversión en JV inicialmente se contabiliza en el Estado Consolidado de Posición Financiera al costo y se ajusta por cambios posteriores a la adquisición por la participación de la Compañía en la utilidad o pérdida y el ORI de los JV's.

Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de un JV de la Compañía supera la participación de la Compañía en ese JV (que incluye los intereses a largo plazo que, en sustancia, forman parte de la inversión neta de la Compañía en el JV) la Compañía deja de reconocer su participación en las pérdidas. Las pérdidas adicionales se reconocen siempre y cuando la Compañía haya contraído alguna obligación legal o implícita o haya hecho pagos en nombre del JV.

Una inversión en un JV se registra utilizando el método de participación desde la fecha en que la participada se convierte en un JV. En la adquisición de la inversión en un JV, el exceso en el costo de adquisición sobre la participación de la Compañía en el FV neto de los activos y pasivos identificables en la inversión se reconoce como crédito mercantil, el cual se incluye en el valor en libros de la inversión.

Cualquier exceso de participación de la Compañía en el FV neto de los activos y pasivos identificables en el costo de adquisición de la inversión, después de la re-evaluación, se reconoce inmediatamente en los resultados del periodo en el cual la inversión se adquirió.

Los requerimientos de IFRS 9: se aplican para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro con respecto a la inversión de la Compañía en un JV. Cuando es necesario, se prueba el deterioro del valor en libros total de la inversión (incluyendo el crédito mercantil) de conformidad con IAS 36 como un único activo, comparando su monto recuperable (mayor entre valor en uso y FV menos costo de venta) contra su valor en libros. Cualquier pérdida por deterioro reconocida forma parte del valor en libros de la inversión. Cualquier reversión de dicha pérdida por deterioro se reconoce de conformidad con IAS 36 en la medida en que dicho monto recuperable de la inversión incrementa posteriormente.

La Compañía discontinúa el uso del método de participación desde la fecha en que la inversión deja de ser un JV, o cuando la inversión se clasifica como mantenida para la venta. Cuando la Compañía mantiene la participación en el JV la inversión retenida se mide a FV a dicha fecha y se considera como su FV al momento del reconocimiento inicial de conformidad con IFRS 9. La diferencia entre el valor contable del JV en la fecha en que el método de participación se discontinuó y el FV atribuible a la participación retenida y la ganancia por la venta de una parte del interés en el JV se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida por disposición del JV. Adicionalmente, la Compañía contabiliza todos los montos previamente reconocidos en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en relación a ese JV con la misma base que se requeriría si ese JV hubiese dispuesto directamente los activos o pasivos relativos. Por lo tanto, si una ganancia o pérdida previamente reconocida en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI por dicho JV 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 JV o una inversión en un JV se convierte en una inversión en una asociada. No existe una evaluación a FV sobre dichos cambios en la participación.

Cuando la Compañía reduce su participación en un JV pero sigue utilizando el método de participación, la Compañía reclasifica a resultados la proporción de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en el ORI en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al Estado Consolidado de Ganancias en la disposición de los activos o pasivos relativos.

Cuando la Compañía efectúa transacciones con JV, las utilidades y pérdidas no realizadas se eliminan en proporción a la participación de la Compañía en el JV.

2.11. Combinaciones de negocios y adquisición de activos

La Compañía evaluará si la transacción u otros eventos es una combinación de negocios aplicado lo establecido en la IFRS 3 *Combinaciones de Negocios*, la cual requiere que los activos adquiridos y los pasivos asumidos constituyan un negocio. Si los activos adquiridos no son un negocio, la Compañía contabilizará la transacción o evento como una adquisición de activos.

Las adquisiciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. La contraprestación transferida en una combinación de negocios se mide a FV, el cual se calcula como la suma de los valores razonables de los activos transferidos por la Compañía, menos los pasivos incurridos por la Compañía con los anteriores propietarios de la empresa adquirida y las participaciones de capital emitidas por la Compañía a cambio del control sobre la empresa. Los costos relacionados con la adquisición generalmente se reconocen en el Estado de Resultados conforme se incurren.

A la fecha de adquisición, los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos se reconocen a FV con excepción de:

- i. Impuestos diferidos activos o pasivos y activos o pasivos relacionados con beneficios a empleados, que se reconocen y miden de conformidad con IAS 12 Impuestos a la Utilidad e IAS 19 Beneficios a los Empleados, respectivamente;
- ii. Activos (o un grupo de activos para su disposición) que se clasifican como mantenidos para venta de conformidad con la IFRS 5 que se miden de conformidad con dicha norma.

El crédito mercantil se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida, y el FV de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere) sobre el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición. Si después de una revaluación el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición excede la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida y el FV de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere), el exceso se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados como una ganancia por compra a precio de ganga.

Las participaciones no controladoras que son participaciones accionarias y que otorgan a sus tenedores una participación proporcional de los activos netos de la Compañía en caso de liquidación, se pueden medir inicialmente ya sea a FV o al valor de la participación proporcional de la participación no controladora en los montos reconocidos de los activos netos identificables de la empresa adquirida. La opción de base de medición se realiza en cada transacción. Otros tipos de participaciones no controladoras se miden a FV o, cuando aplique, con base en a lo especificado por otra IFRS.

Cuando la contraprestación transferida por la Compañía en una combinación de negocios incluya activos o pasivos resultantes de un acuerdo de contraprestación contingente, la contraprestación contingente se mide a su FV a la fecha de adquisición y se incluye como parte de la contraprestación transferida en una combinación de negocios. Los cambios en el FV de la contraprestación contingente que califican como ajustes del periodo de medición se ajustan retrospectivamente con los correspondientes ajustes contra crédito mercantil. Los ajustes del periodo de medición son ajustes que surgen de la información adicional obtenida durante el periodo de medición (que no puede ser mayor a un año a partir de la fecha de adquisición) sobre hechos y circunstancias que existieron a la fecha de adquisición.

El tratamiento contable para cambios en el FV de la contraprestación contingente que no califiquen como ajustes del periodo de medición depende de cómo se clasifique la contraprestación contingente. La contraprestación contingente que se clasifique como capital no se vuelve a medir en fechas de informe posteriores y su posterior liquidación se contabiliza dentro del capital. Otra contraprestación contingente que se clasifique como un activo o pasivo se vuelve a medir a FV en fechas de informe posteriores de conformidad con IFRS 9, o IAS 37 *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes*, según sea apropiado, reconociendo la correspondiente ganancia o pérdida en los resultados.

Cuando una combinación de negocios se logra por etapas, la participación accionaria previa de la Compañía en la empresa adquirida se remide al FV a la fecha de adquisición y la ganancia o pérdida resultante, si hubiere, se reconoce en los resultados. Los montos que surgen de participaciones en la empresa adquirida antes de la fecha de adquisición que han sido previamente reconocidos en ORI se reclasifican al Estado Consolidado de 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 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 FV.

Las propiedades, planta y equipo incluyen gastos mayores de mejoras y remplazos de partes, los cuales extienden la vida útil de los activos o incrementan su capacidad. Los costos rutinarios de mantenimientos se reconocen como gasto cuando se 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 FV en la fecha de adquisición (cuando es diferente su costo).

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, un activo intangible adquirido en una combinación de negocios se reconocerá por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro, sobre la misma base que los activos intangibles que se adquieren de forma separada.

2.16. Deterioro del valor de los activos tangibles e intangibles (excluyendo el crédito mercantil)

Al final de cada periodo de reporte, la Compañía revisa los valores en libros de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existen indicios de que han sufrido alguna pérdida por deterioro.

Si existe algún indicio, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (en caso de existir alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Compañía estima el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se puede identificar una base razonable y consistente de distribución, los activos corporativos también se asignan a las unidades generadoras de efectivo individuales, o de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso, se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año, y cuando exista un indicio de que el activo pudo haberse deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el FV menos el costo de venderlo y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado los flujos de efectivo futuros estimados.

Si se estima que el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor en libros, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados, salvo si el activo se registra a un monto reevaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución de la revaluación.

Posteriormente cuando una pérdida por deterioro se revierte, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa al valor estimado revisado a su monto recuperable, de tal manera que el valor en libros incrementado no exceda el valor en libros que se hubiera determinado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. La reversión de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición clasificados como mantenidos para la venta se valúan al menor entre su valor en libros y el FV de los activos menos los costos para su venta. La evaluación entre el valor en libros y el FV menos los costos para su venta se efectúan siempre que dichos activos cumplan con los criterios para ser clasificados como mantenidos para la venta. Como se describe en la Nota 12, durante 2017 se reconoció una pérdida por deterioro relacionada con TDM en los Estados Consolidados de Ganancias.

El FV es un estimado del precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación. Por consiguiente, una vez que la compra sea completada puede resultar en una ganancia o pérdida.

2.17. Activos de larga duración disponibles para la venta y operaciones discontinuas

Los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición se clasifican como mantenidos para su venta si su valor en libros será recuperado a través de su venta y no mediante su uso continuo. Se considera que esta condición ha sido cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable y el activo (o grupo de activos en disposición) está disponible para su venta inmediata en su condición actual sujeta únicamente a términos comunes de venta de dichos activos.

Una operación discontinua es un componente de la compañía que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como disponible para la venta (o es parte de un plan único y coordinado para disponer de) y representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto; o es una compañía subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Una operación discontinua se presenta como un importe único en el Estado Consolidado de 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 FV menos costos de venta, o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinua.

Si la Compañía no cumple con los criterios establecidos según la IFRS 5 o decide hacer cambios al plan de venta, deberá medir el activo no corriente que deje de estar clasificado como mantenido para la venta considerando el menor de:

- i. Su importe en libros antes de que el activo fuera clasificado como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación, amortización o revaluación que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta, y
- ii. Su importe recuperable en la fecha de la decisión posterior de no venderlo.

La Compañía incluirá cualquier ajuste requerido al importe en libros de un activo no corriente, que deje de estar clasificado como mantenido para la venta, dentro de los resultados de las operaciones continuas, en el período en que dejen de cumplirse los criterios de la IFRS 5 y como resultado, los Estados Financieros Consolidados de los períodos desde la clasificación de como mantenidos para la venta deberán modificarse. La Compañía presentará ese ajuste en el mismo rubro del estado del resultado integral utilizado para presentar la pérdida o ganancia en la remediación de activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta que no cumplan con la definición de operaciones discontinuadas.

Si una entidad deja de clasificar un componente como disponible para la venta, el resultado de las operaciones de dicho componente previamente presentado dentro de operaciones discontinuas debe reformularse e incluirse en los ingresos por operaciones continuas para todos los períodos 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 período de tiempo substancial hasta que están listos para su uso o venta, se adicionan al costo de dichos activos durante ese tiempo y hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

En la medida en que la Compañía solicita préstamos generales y los utiliza con el propósito de obtener un activo calificable, la Compañía determina el monto de los costos de préstamos elegibles a capitalizar aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos sobre el activo calificable. La tasa de capitalización es el promedio ponderado de los costos de préstamos aplicables a dichos préstamos de la Compañía pendientes de pago durante el período, diferentes de préstamos específicos para propósitos de obtener un activo calificable.

El monto de los costos de préstamos que la Compañía capitalice durante el período no debe exceder el monto de los costos de préstamos incurridos. Para las relaciones designadas como cobertura de flujos de efectivo, los efectos de los derivados no son incluidos en la capitalización de intereses. El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables se deduce de los costos de préstamos elegibles para ser capitalizados.

Todos los otros costos de préstamos se reconocen en resultados durante el periodo en que se incurren.

2.19. Beneficios a los empleados

Los beneficios al retiro por planes de contribuciones definidas se reconocen como gastos cuando los empleados han prestado sus servicios que les otorgan el derecho a dichos beneficios.

De conformidad con la Ley Federal del Trabajo de México, la Compañía otorga primas de antigüedad a los empleados en ciertas circunstancias. Estos beneficios consisten en un pago único equivalente a 12 días de salario por cada año de servicio (con el último sueldo del empleado, pero no superior a dos veces el salario mínimo legal), a pagar a todos los empleados con 15 o más años de servicio, así como a ciertos empleados a los que se les termina su relación laboral de manera involuntaria antes de la obtención legal de dicho beneficio.

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, de acuerdo con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso), se refleja de inmediato en el Estado Consolidado de Posición Financiera con cargo a crédito que se reconoce en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en el periodo en que se incurren.

Las remediones que reconocen los ORI se reconocen en las utilidades retenidas y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos 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.

Como resultado de la Ley del Impuesto Sobre la Renta de 2014, al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, la PTU se determina con base en la utilidad fiscal conforme a la fracción I del artículo 9 de la misma Ley.

2.20. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, (ya sea legal o asumida) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía tenga que liquidar la obligación, y puede hacerse una estimación confiable del importe de la obligación.

El importe que se reconoce como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, al final del periodo de sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando se valúa una provisión usando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando los efectos del valor del dinero en el tiempo son materiales).

Cuando se espera la recuperación de un tercero de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión por parte de un tercero, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el desembolso y el monto de la cuenta por cobrar puede ser valuado confiablemente.

2.21. Instrumentos financieros

Los activos financieros y pasivos financieros se reconocen cuando la Compañía se convierte en una parte de las disposiciones contractuales de los instrumentos.

Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su FV. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a FV con cambios en resultados) se suman o reducen del FV de los activos o pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su FV con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.21.1. Costo amortizado

El costo amortizado de un activo o pasivo financiero es el importe por el que se mide el activo o pasivo financiero al reconocimiento inicial, menos las devoluciones del principal, más o menos la amortización acumulada usando el método de interés efectivo, de cualquier diferencia entre el importe inicial y el monto al vencimiento, menos cualquier disminución por deterioro.

El método de interés efectivo es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento de deuda o un pasivo financiero y de asignación de los ingresos por intereses o gastos en el período en cuestión.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo o pagos (incluyendo todos los honorarios y montos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a través de la vida esperada del instrumento de deuda o, en su caso, un período más corto, al valor neto contable en el reconocimiento inicial.

2.21.2. FV

El FV se define en la Nota 2.2.b.

2.22. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros “a FV con cambios a través de resultados” (“FVTPL”, por sus siglas en inglés), inversiones “conservadas al vencimiento”, activos financieros ‘disponibles para su venta’ (“AFS”, por sus siglas en inglés) y “préstamos y cuentas por cobrar” (a costo amortizado). La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todas las compras o ventas de activos financieros realizadas de forma habitual se reconocen y eliminan con base en a la fecha de negociación. Las compras o ventas realizadas de forma habitual son aquellas compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de los activos dentro del marco de tiempo establecido por norma o costumbre en dicho mercado.

2.22.1. Costo amortizado / método de la tasa de interés efectiva

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento de deuda y de asignación del ingreso o costo financiero durante el periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los ingresos futuros de efectivo estimados (incluyendo todos los honorarios y puntos base pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, costos de la transacción y otras primas o descuentos) durante la vida esperada del instrumento de deuda o, cuando es apropiado, un periodo menor, al valor en libros neto al momento del reconocimiento inicial.

2.22.2. *Activos financieros a FVTPL*

Los activos financieros son clasificados a FVTPL cuando el activo financiero es mantenido con fines de negociación o es designado como un activo financiero a FVTPL.

Un activo financiero se clasifica como mantenido con fines de negociación si:

- i. Se compra principalmente con el objetivo de venderlo en un corto plazo; o
- ii. En su reconocimiento inicial, es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados que la Compañía administra conjuntamente, y para la cual existe un patrón real reciente de toma de utilidades a corto plazo; o
- iii. Es un derivado que no está designado y es efectivo como instrumento de cobertura.

Un activo financiero que no sea un activo financiero mantenido con fines de negociación podría ser designado como un activo financiero a FVTPL si se cumplen ciertas condiciones. La Compañía no ha designado activos financieros a FVTPL.

Los activos financieros a FVTPL se registran a FV, reconociendo en resultados cualquier utilidad o pérdida que surge de su revaluación. La utilidad o pérdida neta reconocida en los resultados incluye cualquier dividendo o interés obtenido del activo financiero y se incluye en el rubro de 'otros ingresos y gastos' en los Estados Consolidados de Ganancias. El FV se determina de la forma descrita en la Nota 2.2.b.

2.22.3. *Inversiones conservadas al vencimiento*

Las inversiones conservadas al vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento que la Compañía tiene la intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. Con posterior al reconocimiento inicial, se valúan al costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro. La Compañía no posee activos financieros conservados al vencimiento.

2.22.4. *Préstamos y cuentas por cobrar*

Los préstamos y las cuentas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo cuentas por cobrar, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables) se valúan al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos cualquier deterioro.

Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa de interés efectiva, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo en caso de que el reconocimiento de los intereses sea inmaterial.

2.22.5. *Deterioro de activos financieros*

Los activos financieros son sujetos a pruebas de deterioro al final de cada período de reporte. Se considera que los activos financieros están deteriorados, cuando existe evidencia objetiva que, como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo financiero, los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero han sido afectados.

Para todos los demás activos financieros, la evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

- i. Dificultades financieras significativas del emisor o contraparte;
- ii. Incumplimiento en el pago de los intereses o el principal;
- iii. Es probable que el prestatario entre en quiebra o en una reorganización financiera; o
- iv. La desaparición de un mercado activo para el activo financiero debido a dificultades financieras.

El valor en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros, excepto para las cuentas por cobrar, donde el valor en libros se reduce a través de una cuenta de estimación para cuentas de cobro dudoso. Cuando se considera que una cuenta por cobrar es incobrable, se elimina contra dicha estimación. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la estimación. Los cambios en el valor en libros de la cuenta de la estimación se reconocen en los Estados Consolidados de 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 *Instrumentos Financieros: Revelaciones*, 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 FV, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su remediación en resultados, incluye cualquier dividendo o interés pagado del pasivo financiero y se presenta en el rubro de “Otras pérdidas y ganancias” en los Estados Consolidados de Ganancias. El FV 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. Para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados. Referirse a la Nota 24.

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al FV en el Estado Consolidado de Posición Financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su FV a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su FV al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el Estado Consolidado de 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 FV, coberturas de flujo de efectivo, o coberturas de la inversión neta en una operación extranjera. La cobertura del riesgo de moneda extranjera de un compromiso en firme se contabiliza como cobertura de flujos de efectivo.

Para estos instrumentos de cobertura, al inicio de la cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia de administración para emprender diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y continuamente, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo para compensar la exposición a los cambios en el FV o los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta.

2.25.1. Coberturas de flujo de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el FV de los derivados que se designan y califican como cobertura de flujo de efectivo se reconocen en ORI y se acumulan bajo la reserva de cobertura sobre los flujos de efectivo. Las pérdidas y ganancias relativas a la porción no efectiva del instrumento de cobertura se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de 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 FV

Los cambios en el FV de los derivados que se designan y califican como coberturas de FV se reconocen de forma inmediata en los resultados, junto con cualquier cambio en el FV del activo o pasivo cubierto que se atribuya al riesgo cubierto.

El cambio en el FV del instrumento de cobertura y el cambio en la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se reconocen en el rubro del Estado Consolidado de 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 FV del valor en libros de la partida cubierta que surge del riesgo cubierto, se amortiza a resultados a partir de esa fecha.

2.26. Impuestos a la utilidad

El gasto por impuestos a la utilidad (Impuesto Sobre la Renta (“ISR”)) representa la suma de los impuestos causados y el impuesto diferido.

2.26.1. Impuestos causados

El impuesto causado calculado corresponde al ISR y se registra en los resultados del año en que se causa.

2.26.2. *Impuestos diferidos*

Los impuestos a la utilidad diferidos se reconocen sobre las diferencias temporales entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los Estados Financieros Consolidados y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar el resultado fiscal.

El pasivo diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias fiscales temporales. El activo diferido, se reconoce generalmente por todas las diferencias temporales deducibles, en la medida en que resulte probable que la Compañía disponga de utilidades fiscales futuras contra las que pueda aplicar esas diferencias temporales deducibles. Estos activos y pasivos diferidos no se reconocen si las diferencias temporales surgen del reconocimiento inicial (distinto al de la combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una operación que no afecta el resultado fiscal ni el contable. Adicionalmente, los pasivos diferidos no son reconocidos si las diferencias temporales son del reconocimiento inicial del crédito mercantil.

Se reconoce un pasivo por impuestos diferidos por diferencias temporales gravables asociadas con inversiones en subsidiarias y asociadas, y participaciones en JVs, excepto cuando la Compañía es capaz de controlar la reversión de la diferencia temporal y cuando sea probable que la diferencia temporal no se reversará en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporales asociadas con dichas inversiones y participaciones se reconocen únicamente en la medida en que resulte probable que habrá utilidades fiscales futuras suficientes contra las que se utilicen esas diferencias temporales y se espera que éstas se reversarán en un futuro cercano.

El valor en libros de un activo por impuestos diferidos debe someterse a revisión al final de cada periodo sobre el que se informa y se debe reducir en la medida que se estime probable que no habrá utilidades gravables suficientes para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valúan empleando las tasas fiscales que se espera aplicar en el periodo en el que el pasivo se pague o el activo se realice, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que hayan sido aprobadas o sustancialmente aprobadas al final del periodo sobre el que se informa.

La valuación de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

2.26.3. *Impuestos causados y diferidos del periodo*

Los impuestos causados y diferidos se reconocen en resultados, excepto cuando se reconocen en ORI o directamente en el capital contable, en su caso, el impuesto corriente y diferido se reconoce en ORI o en capital contable, respectivamente. Cuando surgen del reconocimiento inicial de una combinación de negocios el efecto fiscal se incluye dentro del reconocimiento de la combinación de negocios.

2.26.4. *Impuestos al activo*

El impuesto al activo (“IMPAC”) que se espera recuperar, se registra como un crédito fiscal y se presenta en el Estado Consolidado de Posición Financiera en el rubro de impuestos diferidos.

2.27. **Reconocimiento de ingresos**

La Compañía aplicó inicialmente la IFRS 15 *Ingresos procedentes de contratos con clientes* 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 actúa como principal para los contratos con clientes.

Las revelaciones de juicios contables significativos, estimaciones y suposiciones relacionadas con los ingresos por contratos con clientes se proporcionan en la Nota 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 FV de ganancias y pérdidas no realizadas en contratos de derivados para gas natural; y,
- iv. Los ingresos y costos relacionados con los servicios administrativos y de otro tipo se reconocen cuando dichos servicios se prestan de acuerdo con los contratos de servicios relacionados.

2.27.3. *Ingresos por intereses*

Los ingresos por intereses de un activo financiero se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan a la compañía y la cantidad de ingresos se pueda medir de manera confiable. Los ingresos por intereses se devengan en forma oportuna, en referencia al principal pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que descuenta exactamente los recibos de efectivo futuros estimados a lo largo de la vida útil esperada del activo financiero a su valor neto en libros en el reconocimiento inicial.

2.27.4. *Ingresos por arrendamiento*

La política de la Compañía para el reconocimiento de los ingresos por arrendamientos financieros se describe en la Nota 2.9.1.

2.28. Transacciones en monedas extranjeras

La moneda funcional de la Compañía es el dólar, excepto por ECO, PEI y SDGN en el segmento de Gas y Fundación IEnova en el segmento de corporativo, en donde la moneda funcional es el peso.

En la preparación de los estados financieros de cada subsidiaria de la Compañía, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional (dólar o pesos) se registran a los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Al final de cada periodo de reporte, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera se convierten a los tipos vigentes en esa fecha. Las partidas no monetarias a FV que son denominadas en monedas extranjeras se convierten a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que el FV fue determinado. Las partidas no monetarias que se miden en términos de costo histórico en una moneda extranjera no se convierten.

Las diferencias cambiarias en partidas monetarias son reconocidas en los resultados del periodo en que fueron generadas excepto por:

- i. Diferencias cambiarias sobre préstamos en moneda extranjera relacionados con activos en construcción para uso en la producción futura, las cuales son incluidas en el costo de dichos activos cuando se consideran como ajustes al costo por intereses sobre dichos préstamos denominados en moneda extranjera;
- ii. Diferencias cambiarias sobre las partidas monetarias por cobrar o por pagar en una operación extranjera en la cual, la liquidación no está planeada ni es probable que ocurra (por lo tanto, forma parte de la inversión neta de la operación), las cuales son reconocidas inicialmente en los ORI y son recicladas a resultados en el pago de las partidas monetarias.

Para efectos de la presentación de los Estados Financieros Consolidados, los activos y pasivos de las subsidiarias de la Compañía que mantienen el peso como moneda funcional, son convertidos a dólares (moneda de reporte de la Compañía) utilizando tipos de cambio de cierre de cada periodo de reporte. Las partidas de los Estados de Resultados son convertidas al tipo de cambio promedio del periodo, a menos de que existan fluctuaciones cambiarias significativas durante dicho periodo, en cuyo caso se utilizan los tipos de cambio a las fechas de las transacciones. Las diferencias cambiarias que surjan, en su caso, son reconocidas en los ORI y acumuladas en el capital.

En la baja de una operación con moneda funcional peso, todas las diferencias cambiarias acumuladas en el capital respecto a dicha operación atribuible a la participación controlada de la Compañía son reclasificadas a los resultados.

3. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, la Administración debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos en los Estados Financieros Consolidados.

Las estimaciones y supuestos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos son revisados de manera regular. Los cambios en las estimaciones contables son reconocidos en el periodo que se realizó el cambio y periodos futuros, si el cambio afecta tanto el periodo actual como los periodos siguientes.

3.1. Juicios críticos al aplicar las políticas contables

A continuación, se presentan principales juicios, aparte de aquellos que involucran las estimaciones (ver Nota 3.2.), realizados por la administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen un efecto significativo en los montos reconocidos en los Estados Financieros Consolidados.

3.1.1. Contingencias

La Compañía registra pérdidas sobre las estimaciones de impactos de varios asuntos, situaciones o circunstancias que involucran una incertidumbre en los resultados. Las pérdidas por contingencias, la Compañía devenga la pérdida cuando el evento ha ocurrido o antes de la fecha de los Estados Financieros Consolidados. La Compañía no provisiona contingencias que pudieran resultar en ganancias. La Compañía evalúa continuamente las contingencias por demandas judiciales, remediación ambiental y otros eventos.

3.1.2. Exención de uso propio

IAS 39 e IFRS 9, contiene una exención al tratamiento contable como derivados para acuerdos de suministro físicos para uso propio. Bajo este enfoque, la exención aplica a contratos ordinarios de suministro físico. Sin embargo, la norma también pretende identificar como instrumentos financieros derivados a los contratos que no se utilicen para fines operativos.

Si una partida no financiera puede liquidarse de forma neta, ya sea en efectivo o con otro instrumento financiero, o por medio de intercambio de instrumentos financieros, debe ser contabilizada como instrumento financiero.

Existen varias maneras en que un contrato puede ser liquidado de forma neta. La administración tiene que aplicar su juicio para evaluar si, entre otras, las prácticas habituales de liquidación de contratos similares o de recibir y vender el artículo en un periodo corto, o, si la materia prima es fácilmente convertible en efectivo, conduciría a la liquidación neta.

La administración analiza cada contrato de entrega física de bienes no financieros para determinar si se encuentra dentro de la exención de tratamiento contable como derivado por uso propio.

3.1.3. Clasificación de un JV

La participación en JV's se contabiliza utilizando el método de participación. Es reconocido originalmente al costo, el cual incluye el costo de la transacción. Para el reconocimiento posterior, los Estados Financieros Consolidados incluyen la participación de la Compañía en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado Consolidado de 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. 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.

3.2.2. Obligación por desmantelamiento de activos

El costo estimado de desmantelamiento al final de la vida útil de los activos de larga duración de la Compañía se revisa periódicamente y se basa en las estimaciones a la fecha de los Estados Consolidados de Posición Financiera del valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados de servicio como es requerido por la ley o por obligaciones contractuales. Las fechas de pago de los costos totales estimados de desmantelamiento futuros

son inciertas y dependen de la vida de los activos de larga duración, pero actualmente se prevé que sean entre 25 y 50 años. La Compañía utiliza la tasa del “costo de sus préstamos” a largo plazo como tasa de descuento para calcular su provisión en relación con las obligaciones de retiro de activos, que es el costo de los préstamos a 30 años para las empresas en este tipo de industria con calificaciones de crédito similares, medidos por compañías que miden el análisis financiero de las empresas, como Bloomberg.

3.2.3. *Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos*

Como se menciona en la Nota 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.

3.2.4. *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.

3.2.5. *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 FV, 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 FV estimado utilizando el enfoque de ingresos. Es importante mencionar que el FV 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: 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 57,966	\$ 51,764	\$ 38,289

La Compañía mantuvo como efectivo restringido clasificado a corto plazo \$30.8, \$23.3 y \$55.8 millones al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 respectivamente, y \$2.7 y \$2.9 millones se presentan en efectivo restringido a largo plazo al 31 de diciembre 2019 y 2018 respectivamente, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Cuentas por cobrar	\$ 117,276	\$ 146,273	\$ 93,299
Pérdidas crediticias esperadas (a)	(136)	(40)	(41)
	<u>117,140</u>	<u>146,233</u>	<u>93,258</u>
Otras cuentas por cobrar	22,267	7,416	1,535
	<u>\$ 139,407</u>	<u>\$ 153,649</u>	<u>\$ 94,793</u>

- a Para el segmento de Gas, ECO ha reconocido una estimación de pérdidas crediticias esperadas de 80 por ciento para todas las cuentas por cobrar vencidas de 180 a 269 días de antigüedad y, el 100 por ciento para todas las cuentas por cobrar vencidas con más de 270 días de antigüedad, de acuerdo a su experiencia histórica.

La Compañía revisó la metodología con base en IFRS 9 para las pérdidas esperadas contra la metodología descrita anteriormente y determinó que el importe registrado es apropiado.

La pérdida crediticia esperada es reconocida directamente en la cuenta por cobrar del cliente que generó la reserva entre 30 y 179 días cuando se estima que la cuenta por cobrar no será recuperable de acuerdo 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 pérdida esperada debido a que los montos aún se consideran recuperables.

5.1. Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero deterioradas

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
31-120 días	\$ 146	\$ 33	\$ 61
121-180 días	82	18	21
181-270 días	36	11	5
Total	<u>\$ 264</u>	<u>\$ 62</u>	<u>\$ 87</u>
Antigüedad promedio (días)	<u>36</u>	<u>41</u>	<u>29</u>

5.2. *Movimientos de la reserva para cuentas de pérdidas crediticias esperadas*

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Saldo al inicio del año	\$ (40)	\$ (41)	\$ (101)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(128)	(69)	(90)
Montos dados de baja este año como incobrable	37	66	152
(Pérdida) ganancia por tipo de cambio en moneda extranjera	(5)	4	(2)
Saldo al final del año	<u>\$ (136)</u>	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
181-270 días	\$ (52)	\$ (14)	\$ (20)
más de 270 días	(84)	(26)	(21)
Total	<u>\$ (136)</u>	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</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.

a. *Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables*

Durante los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Sempra Gas & Power Marketing, LLC (“SG&PM”)	\$ 212,237	\$ 226,004	\$ 140,914
SLNGI	102,084	38,847	—
TAG Pipelines Norte	25,620	23,357	1,766
Sempra International, LLC (“Sempra International”)	1,802	1,763	1,844
Servicios ESJ, S. de R. L. de C. V. (“SESJ”)	1,655	1,215	1,072
ECA Liquefaction, S. de R. L. de C.V. (“ECAL”)	1,401	—	—
TAG	701	—	—
Southern California Gas Company (“SoCalGas”)	405	731	231

Ingresos			
Por los años terminados el			
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Sempra LNG International Holdings, LLC (“SLNGIH”)	—	59,588	103,043
Sempra LNG ECA Liquefaction, LLC (“SLNGEL”)	—	81	217
Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. (“ESJ”)	—	7	—
DEN	—	—	6,761

Costo de ingresos, gastos de administración y otros gastos			
Por los años terminados el			
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
SLNGI	\$ 228,652	\$ 230,510	\$ 207,505
SG&PM	113,250	139,565	88,144
Sempra North American Infrastructure, LLC (“Sempra Infrastructure”)	5,947	5,430	6,936
Sempra International	4,875	8,509	7,250
SoCalGas	2,609	2,026	1,258
Pxise Energy Solutions, LLC (“Pxise”)	1,826	—	—
Sempra Energy Holding, XI. B. V. (“SEH”)	128	131	—
Pacific Enterprises International INC (“PEI INC”)	—	366	—
Sempra Midstream, Inc. (“Sempra Midstream”)	—	—	492

En las transacciones de operaciones comerciales, existen gastos por servicios administrativos de afiliadas por \$4.9, \$8.5 y \$7.3 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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			
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
IMG	\$ 41,622	\$ 23,929	\$ 17,211
SEG	90	75	180
ESJ	36	401	775
ECAL	18	—	—
DEN	—	—	3,665

Costos financieros			
Por los años terminados el			
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Inversiones Sempra Limitada (“ISL”)	\$ 4,408	\$ 9,315	\$ 3,491
Peruvian Opportunity Company, S. A. C. (“POC”)	2,618	2,941	944
TAG Pipelines Norte	2,086	1,651	50
Sempra Energy International Holding NV (“SEI NV”)	1,489	209	—
TAG	372	—	—

	Costos financieros		
	Por los años terminados el		
SEH	—	2,310	937
Sempra Oil Trading Suisse (“SOT Suisse”)	—	1,321	1,265
SEG	—	—	332
Inversiones Sempra Latin America Limitada (“ISLA”)	—	—	1,174
DEN	—	—	332

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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
SG&PM	\$ 30,581	\$ 40,600	\$ 10,723
TAG Pipelines Norte	2,524	2,234	4,289
Sempra Infraestructure	2,349	—	—
SESJ	575	346	371
ECAL	295	—	—
TAG	70	—	—
PEI	—	1,803	—
SoCalGas	—	60	21
SLNGIH	—	—	9,162
SLNGEL	—	—	21
	<u>\$ 36,394</u>	<u>\$ 45,043</u>	<u>\$ 24,587</u>

	Saldos por pagar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
SG&PM	\$ 13,343	\$ 23,412	\$ 17,525
SLNGI	10,525	18,795	16,360
Pxise	235	—	—
SoCalGas	227	199	98
Sempra International	136	122	226
SEH (iii)	5	10	132,800
ISL (i)	—	165,768	275,188
POC (ii)	—	102,000	102,020
PEI INC	—	390	—
	<u>\$ 24,471</u>	<u>\$ 310,696</u>	<u>\$ 544,217</u>

- i. 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 fueron 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 fueron: 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 tenía 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 de Oferta Interbancaria de Londres (“LIBOR”) a tres meses más 60 puntos base (“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, \$30.0 y \$ 70.0 millones de las líneas de crédito con ISL, las nuevas características fueron las siguientes: el plazo fue extendido, venció y fue exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2018, la tasa de interés aplicable se computará con base a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés era pagadero 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 tenía 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 era pagadero el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un convenio que modificó los términos de los contratos sobre los \$85.0 millones de la línea de crédito con ISL, las nuevas características fueron las siguientes: el plazo fue extendido, venció y fue 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 era pagadero 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 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 y \$70.0 millones con ISL, las nuevas características fueron las siguientes: el plazo fue extendido y venció y fue 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 fue pagadero el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2019, la Compañía firmó un convenio modificatorio a los términos de la línea de crédito sobre los \$85.0 millones con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y venció y fue exigible en su totalidad el 29 de noviembre de 2019, la tasa de interés aplicable se computó a la tasa LIBOR a tres meses más 80 PBS por año, pagaderos el último día de cada trimestre.

El 25 de septiembre de 2019, la Compañía realizó un pago a ISL por \$33.5 millones, cubriendo parcialmente el préstamo por \$70.0 millones. El 9 de octubre de 2019 la Compañía liquidó en su totalidad el saldo pendiente por \$132.3 millones.

- ii. 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 fue por un periodo de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años. La tasa de interés aplicable fue 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 fue 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 fue por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente fue pagadero 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 fue por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente fue pagadero 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 con POC y las nuevas características fueron las siguientes: el plazo fue extendido y venció y fue 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 fue pagadero 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 fueron 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 computó a la tasa LIBOR a tres meses más 90 PBS anual, pagaderos trimestralmente. El interés fue pagadero el último día de cada trimestre calendario. El 24 de septiembre de 2019 la Compañía liquidó en su totalidad el saldo pendiente por \$102.0 millones.

- iii. 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.

Las transacciones con partes relacionadas no consolidables hasta el 31 de diciembre 2019, 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.

b. Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
IMG (i)	\$ 741,816	\$ 640,775	\$ 487,187
SEG	2,793	2,111	—
ESJ	—	3,411	6,700
	<u>\$ 744,609</u>	<u>\$ 646,297</u>	<u>\$ 493,887</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, la fecha de vencimiento es el 15 de marzo de 2022. La tasa de interés aplicable es la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“TIIE”) a 91 días más 220 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.

Al 31 de diciembre 2019 el saldo del préstamo es de \$13,919.1 millones de pesos el cual incluye intereses capitalizados por un monto de \$2,521.5 millones de pesos.

c. Cuentas por pagar a largo plazo a partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
TAG (iii)	\$ 155,769	\$ —	\$ —
TAG Pipelines Norte (ii)	39,368	36,701	35,050
SEI NV (i)	38,460	38,460	—
SOT Suisse (i)	—	—	38,460
	<u>\$ 233,597</u>	<u>\$ 75,161</u>	<u>\$ 73,510</u>

- i. El 17 de marzo de 2017, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR a tres meses más 180 PBS, pagaderos anualmente.

El 9 de noviembre de 2018, el contrato celebrado entre la Compañía y SOT Suisse fue transferido a SEI NV sin ninguna modificación a los términos y condiciones originales excepto por la modificación en la tasa de interés a tres meses LIBOR más 137 PBS por año. El crédito vence el 17 de marzo 2024.

- 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 semestralmente.
- iii. El 16 de diciembre de 2019, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$155.4 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 diez años. La tasa de interés aplicable es del 5.74 por ciento anual, pagadero trimestralmente.

d. Remuneración del personal clave de la administración

La compensación pagada al personal clave de la administración de la Compañía fue de \$13.5, \$13.5 y \$10.7 millones, por los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
GNL	\$ 8,270	\$ 3,516	\$ 7,196

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$216.3, \$222.0 y \$194.0 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Por los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 608	\$ 433	\$ 308
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	12,786	13,394	13,827
	\$ 13,394	\$ 13,827	\$ 14,135

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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17	31/12/19	31/12/18	31/12/17
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 608	\$ 433	\$ 308
A más de un año y no más de 5 años	25,680	20,544	21,828	9,435	4,348	3,464
Más de 5 años	3,851	14,123	17,975	3,351	9,046	10,363
	34,667	39,803	44,939	13,394	13,827	14,135
Menos: ingresos financieros no devengados	(21,273)	(25,976)	(30,804)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	\$ 13,394	\$ 13,827	\$ 14,135	\$ 13,394	\$ 13,827	\$ 14,135

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 2019, 2018 y 2017. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.2. Arrendamientos financieros por cobrar – Gasoducto Los Ramones I

	Por los años terminados el		
	31/12/19	12/31/18	12/31/17
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 5,138	\$ 4,517	\$ 3,665
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	557,999	562,888	567,405
	<u>\$ 563,137</u>	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</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		
	31/12/19	12/31/18	12/31/17	31/12/19	12/31/18	12/31/17
A menos de un año	\$ 85,742	\$ 86,470	\$ 87,104	\$ 5,138	\$ 4,517	\$ 3,665
A más de un año y no más de 5 años	421,344	426,802	424,616	38,203	32,643	28,108
Más de 5 años	732,821	812,855	901,512	519,796	530,245	539,297
	<u>1,239,907</u>	<u>1,326,127</u>	<u>1,413,232</u>	<u>563,137</u>	<u>567,405</u>	<u>571,070</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(676,770)</u>	<u>(758,722)</u>	<u>(842,162)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 563,137</u>	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 563,137</u>	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</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 2019, 2018 y 2017. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.3. Arrendamientos financieros por cobrar - Etanoducto

	Por los años terminados el		
	31/12/19	12/31/18	12/31/17
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 5,608	\$ 4,859	\$ 4,153
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	350,485	356,093	360,952
	<u>\$ 356,093</u>	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</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 2019 es el siguiente:

	Importe
Segmento I	\$ 30,820
Segmento II	181,234
Segmento III	144,039
Total	<u>\$ 356,093</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		
	31/12/19	12/31/18	12/31/17	31/12/19	12/31/18	12/31/17
A menos de un año	\$ 54,218	\$ 54,704	\$ 55,393	\$ 5,608	\$ 4,859	\$ 4,153
A más de un año y no más de 5 años	254,812	258,766	\$ 264,235	45,336	38,948	\$ 33,512
Más de 5 años	311,689	416,097	\$ 388,982	305,149	317,145	\$ 327,440
	620,719	729,567	708,610	356,093	360,952	365,105
Menos: ingresos financieros no devengados	(264,626)	(368,615)	(343,505)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 356,093</u>	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 356,093</u>	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año.

El interés efectivo promedio contratado es de aproximadamente 16 por ciento para el segmento I y 14 por ciento para los segmentos II y III al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, respectivamente. El arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

9. Otros activos

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Derechos de vía	\$ 20,021	\$ 14,073	\$ —
Anticipos otorgados	13,051	8,966	9,621
Servicios de interconexión de renovables	6,857	—	—
Derechos de interconexión de gasoductos	1,336	1,486	1,637
Costos de emisión LOCF	911	1,506	—
Sistema de control de integridad de gasoductos	348	468	593
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Veracruz (Ver Nota 1.2.21.a.)	—	54,163	28,179
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Topolobampo (Ver Nota 1.2.21.e.)	—	18,371	—
Tarifa contractual	—	5,744	—
Pagos anticipados por arrendamiento de terrenos	—	547	526
IMPAC por recuperar	—	—	1,455
Desbalance de gas natural	—	—	974
	42,524	105,324	42,985
Gasto por amortización (a)	—	(1,569)	—
	<u>\$ 42,524</u>	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>
Circulantes	9,688	9,695	10,327
No circulantes	32,836	94,060	32,658
	<u>\$ 42,524</u>	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>

- a. Debido a la adopción de la IFRS 16 en 2019, la Compañía ha considerado el pago inicial de licitación y la amortización relacionada de las terminales marítimas de Veracruz y Topolobambo como parte de la contabilidad de arrendamientos como arrendatario.

10. Inversión en negocios conjuntos

10.1. ESJ

El JV conformado entre IEnova y IG Sierra Juárez S. de R.L de C.V (“Saavi Energía”), inició operaciones en junio de 2015. Al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 4,151	\$ 1,695	\$ 2,785
Otros activos	24,382	24,165	18,479
Total activos corrientes	<u>28,533</u>	<u>25,860</u>	<u>21,264</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	5,787	2,849	4,778
Otros activos	2,774	2,784	2,795
Propiedad, planta y equipo, neto	229,091	241,457	252,856
Total activos no corrientes	<u>237,652</u>	<u>247,090</u>	<u>260,429</u>
Total activos	<u>\$ 266,185</u>	<u>\$ 272,950</u>	<u>\$ 281,693</u>
Pasivos corrientes	19,045	16,673	17,509
Pasivos corrientes	204,644	210,991	231,048
Total pasivos	<u>\$ 223,689</u>	<u>\$ 227,664</u>	<u>\$ 248,557</u>
Total capital contable	<u>\$ 42,496</u>	<u>\$ 45,286</u>	<u>\$ 33,136</u>
Participación en el capital contable	21,248	22,643	16,568
Crédito mercantil	12,121	12,121	12,121
Importe registrado como inversión en ESJ	<u>\$ 33,369</u>	<u>\$ 34,764</u>	<u>\$ 28,689</u>

El 30 de septiembre de 2019, de conformidad con la resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas se resolvió reducir el capital por un monto de \$3,910.0 del cual 50 por ciento le corresponde a IEnova.

Los Estados Consolidados de Ganancias de ESJ se presentan como sigue:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Ingresos	\$ 49,921	\$ 45,759	\$ 46,570
Gastos de operación, administración y otros gastos	(25,227)	(20,210)	(22,147)
Costos financieros	(14,108)	(15,166)	(15,929)
Otras ganancias, netas	75	48	13
Impuestos a la utilidad	(2,688)	(2,780)	(1,340)
Utilidad del año	<u>\$ 7,973</u>	<u>\$ 7,651</u>	<u>\$ 7,167</u>
Participación en las utilidades de ESJ	<u>\$ 3,987</u>	<u>\$ 3,825</u>	<u>\$ 3,584</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, NADB como banco técnico y modelador, Nacional Financiera, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“NAFINSA”), Norddeutsche Landesbank Girozentrale (“NORD/LB”) y SMBC como prestamistas.

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 como se muestra a continuación:

Años	LIBOR Margen aplicable
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 2019, se muestra a continuación:

	Saldo de la deuda
Mizuho	\$ 43,729
SMBC	43,729
NORD/LB	43,729
NAFINSA	31,802
NADB	31,802
	<u>\$ 194,791</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 cobertura de tasa de interés por el 90 por ciento del préstamo. Existen tres swaps de tasa de interés, con Mizuho, SMBC y NORD/LB; cada uno firmado el 12 de junio de 2014 y con fecha efectiva el 30 de junio de 2015. Los términos de los swaps se construyeron para contrarrestar los términos críticos de los pagos de intereses. Los swaps se contabilizan como coberturas del flujo de efectivo.
- 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 incrementos deben ser aportados a prorrata por los accionistas.

10.2. IMG

IMG es un JV formado entre IEnova y TC Energy, para la construcción del ducto marino South of Texas - Tuxpan en el cual TC Energy tiene el 60 por ciento de inversión en el capital y la Compañía mantiene el 40 por ciento remanente.

El 17 de septiembre de 2019, IMG anunció la entrada en operación comercial del Gasoducto Marino South of Texas - Tuxpan.

Al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 71,364	\$ 46,333	\$ 58,284
Cuentas por cobrar	49,732	—	—
IVA por recuperar	77,504	51,371	195,350
Otros activos	8,532	1	434
Total de activos corrientes	<u>207,132</u>	<u>97,705</u>	<u>254,068</u>
Total de activos no corrientes	<u>2,955,435</u>	<u>2,594,950</u>	<u>1,653,554</u>
Total de activos	<u>\$ 3,162,567</u>	<u>\$ 2,692,655</u>	<u>\$ 1,907,622</u>
Pasivos corrientes	\$ 588,643	\$ 364,716	\$ 176,771
Deuda a largo plazo	1,844,249	1,602,029	1,222,973
Ingresos diferidos	—	901	—
Impuestos a la utilidad diferidos	56,663	51,785	34,209
Total de pasivos no corrientes	<u>1,900,912</u>	<u>1,654,715</u>	<u>1,257,182</u>
Total de pasivos	<u>\$ 2,489,555</u>	<u>\$ 2,019,431</u>	<u>\$ 1,433,953</u>
Total capital contable	<u>\$ 673,012</u>	<u>\$ 673,224</u>	<u>\$ 473,669</u>
Participación en el capital contable	269,205	269,290	189,468
Garantías (b)	5,018	5,018	5,018
Remediación en tasas de interés (c)	(70,390)	(37,653)	—
Participación en el capital contable e importe registrado como inversión en IMG	<u>\$ 203,833</u>	<u>\$ 236,655</u>	<u>\$ 194,486</u>

Los Estados Consolidados de (Pérdidas) Ganancias de IMG se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Ingresos	\$ 140,166	\$ —	\$ —
Gastos de operación, administración y otros	(24,411)	—	—
(Costo) Ingreso financiero, neto	(54,980)	7,582	78,082
Otras (pérdidas) ganancias, neto*	(73,299)	9,858	692
Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad	10,105	(17,657)	(31,233)
(Pérdida) utilidad del año	<u>\$ (2,419)</u>	<u>\$ (217)</u>	<u>\$ 47,541</u>
Otros ajustes	<u>575</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Participación en las (pérdidas) utilidades de IMG	<u>\$ (393)</u>	<u>\$ (87)</u>	<u>\$ 19,016</u>

- * Incluye el impacto de tipo de cambio derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos otorgado por la Compañía y TC Energy a IMG por cada participación accionaria correspondiente a financiar. En los Estados Consolidados de 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 2019, 2018 y 2017, los recursos utilizados para el diseño y la construcción del gasoducto marino han sido financiados con aportaciones de capital y préstamos de los accionistas.
- El 21 de abril de 2017, IMG celebró dos contratos de crédito revolvente con IEnova y TC Energy, por \$9,041.9 y \$13,513.1 millones de pesos, respectivamente.
- El 6 de diciembre de 2017, IEnova y TC Energy renegociaron las líneas de crédito ampliándolas a \$14,167.9 y \$21,252.1 millones de pesos, respectivamente. Las líneas de crédito devengan intereses a una tasa TIIE más 220 PBS. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo pendiente del préstamo que se muestra en el balance de IEnova es por un monto de \$13,919.1 millones de pesos.
- El 23 de marzo de 2018, IMG suscribió una línea de crédito por \$300.0 millones con Scotiabank, el cual puede disponerse en dólares o en pesos, para financiar pagos de IVA y otros gastos de capital. El 5 de julio de 2019 el préstamo incrementó a un total de \$420.0 millones. 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 50.0 PBS para los pesos, al término de la vigencia del préstamo junto con el capital.
- b. **Garantías.** IEnova y TC Energy han proporcionado garantías a terceros asociados con la construcción del ducto marino de gas natural del South of Texas - Tuxpan de IMG. El monto de las garantías otorgadas por IEnova de acuerdo a su participación en el proyecto es de aproximadamente \$5.3 millones y terminará al cumplirse todas las obligaciones garantizadas. Las garantías concluyeron en distintos períodos y hasta julio 2019.
- c. **Remediación de la tasa de interés capitalizable.** Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el importe ajustado en el ejercicio por el préstamo entre IEnova e IMG fue de \$7.3 y \$11.9 millones, respectivamente, derivado de la diferencia en las tasas de intereses capitalizadas de los proyectos en construcción, la tasa pactada en el préstamo es TIIE más 220 PBS, resultando un promedio de 10.6 por ciento y 9.8 por ciento, respectivamente ; mientras que la tasa de financiamiento de los recursos utilizados por IEnova es por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue en promedio de 4.1 por ciento.

10.3. DEN

Hasta el 31 de octubre de 2017, la Compañía poseía una participación del 50 por ciento de DEN, un JV 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 el periodo terminado al 31/10/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 17,257
Afiliadas no consolidadas	4,135
Otros activos	7,166
Total de activos corrientes	28,558

	Por el periodo terminado al 31/10/17
Impuestos a la utilidad diferidos	10,361
Inversiones en negocios conjuntos	195,981
Propiedad, planta y equipo, neto	1,795
Total de activos no corrientes	<u>208,137</u>
Total de activos	<u>\$ 236,695</u>
Pasivos corrientes	68
Pasivos no corrientes	194,010
Total de pasivos	<u>\$ 194,078</u>
Total capital contable	<u>\$ 42,617</u>
Importe registrado como inversión en DEN	<u>\$ 21,309</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias de DEN se muestran a continuación:

	Por el periodo terminado al 31/10/17
Ingresos	\$ 18,532
Gastos de operación, administración y otros	(7,185)
Costos financieros	(7,394)
Otras pérdidas, netas	(202)
Gasto por impuestos a la utilidad	(7,003)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	<u>41,551</u>
Utilidad del periodo / año	<u>\$ 38,299</u>
Participación en las utilidades de DEN	<u>\$ 19,150</u>

El 15 de noviembre de 2017, IEnova adquirió el 50 por ciento de la inversión de Pemex TRI en DEN. En noviembre DEN se convirtió en subsidiaria consolidada de IEnova. (Ver Nota 11.1.).

10.4. TAG (una subsidiaria de DEN)

TAG, junto con TAG Pipelines Norte, un JV entre IEnova y Brookfield son accionistas del Gasoducto Los Ramones Norte II, el cual comenzó su operación en febrero de 2016.

En noviembre de 2017, la Compañía incremento su participación indirecta en TAG de un 25 por ciento a un 50 por ciento. (Ver Nota 11.1.).

Al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, la Compañía reconoció la inversión en TAG mediante método de participación:

	Por el año terminado el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 174,780	\$ 88,977	\$ 81,823
Otros activos	<u>40,259</u>	<u>36,917</u>	<u>22,293</u>
Total de activos corrientes	<u>215,039</u>	<u>125,894</u>	<u>104,116</u>

	Por el año terminado el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	390,291	73,715	70,698
Arrendamiento financiero por cobrar	1,397,491	1,411,308	1,431,703
Otros activos	—	3,202	16,466
Propiedad, planta y equipo, neto	15,792	15,282	15,471
Total de activos no corrientes	<u>1,803,574</u>	<u>1,503,507</u>	<u>1,534,338</u>
Total de activos	<u>\$ 2,018,613</u>	<u>\$ 1,629,401</u>	<u>\$ 1,638,454</u>
Pasivos corrientes	81,327	69,115	58,023
Pasivos no corrientes	1,437,126	1,083,748	1,178,616
Total de pasivos	<u>\$ 1,518,453</u>	<u>\$ 1,152,863</u>	<u>\$ 1,236,639</u>
Total capital contable	<u>\$ 500,160</u>	<u>\$ 476,538</u>	<u>\$ 401,815</u>
Participación en el capital contable	250,080	238,269	200,907
Crédito mercantil	99,020	99,020	99,020
Importe registrado como inversión en TAG	<u>\$ 349,100</u>	<u>\$ 337,289</u>	<u>\$ 299,927</u>

El Estado Consolidado de Ganancias de TAG se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		Por el
	31/12/19	31/12/18	período del 01/11/17 al 31/12/17
Ingresos	\$ 210,638	\$ 211,002	\$ 32,411
Gastos de operación, administración y otros	(32,668)	(32,903)	(6,876)
Costos financieros	(73,745)	(60,052)	(10,517)
Otras ganancias (pérdidas), netas	4,336	(1,564)	217
Gasto por impuestos a la utilidad	(33,942)	(47,992)	(9,378)
Utilidad del año / período	<u>\$ 74,619</u>	<u>\$ 68,491</u>	<u>\$ 5,857</u>
Participación en las utilidades de TAG	<u>\$ 37,309</u>	<u>\$ 34,246</u>	<u>\$ 2,928</u>

a. **Contrato de financiamiento para el proyecto TAG.** El 19 de diciembre de 2014, TAG, 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, se realizaron 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. 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.

El 16 de diciembre de 2019, el contrato de crédito existente de TAG fue modificado y reexpresado concurrentemente a la emisión de las notas garantizadas para, entre otros, renovar los plazos originales de 12 y 20 años de los tramos de banca comercial y banca de desarrollo.

Al 31 de diciembre 2019, el saldo pendiente del préstamo es de \$1,019.0 millones, con sus respectivos vencimientos.

Las líneas de crédito tienen vencimiento en diciembre de 2031 y diciembre de 2039 para la disposición corto y largo plazo de los préstamos, respectivamente, con vencimientos semestrales.

Las líneas de crédito devengan intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable, en el tramo corto que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable (PBS)
16 de diciembre de 2019 hasta el 4to año	215
4-8	240
8vo hasta el vencimiento del crédito	265

Las líneas de crédito devengan intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable, en el tramo largo que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable (PBS)
16 de diciembre de 2019 hasta el 4to año	265
4-8	300
8-12	325
12-16	350
16vo hasta el vencimiento del crédito	375

El de 16 diciembre de 2019, TAG emitió notas garantizadas por \$332.0 millones a un plazo de 20 años, en una colocación privada internacional suscrita en su totalidad por inversionistas de Estados Unidos de América, Alemania, Francia y Canadá, que incluyen afiliadas y clientes de Allianz Global Investors.

Los préstamos mencionados anteriormente contienen cláusulas restrictivas de cumplimientos, las cuales requieren que TAG mantenga ciertas razones financieras y limita el pago de dividendos, créditos y la obtención de financiamientos adicionales. TAG ha cumplido con estas cláusulas restrictivas al 31 de diciembre 2019.

Las fechas de vencimiento de la deuda a largo plazo son las siguientes:

Años	Monto
2020	\$ 40
2021	39
2022	45
2023	48
Subsecuentes	847
Total	<u>\$ 1,019</u>

El pago de los bonos es de manera semestral y se hará de la siguiente manera:

Años	Monto
2020	\$ 7
2021	8
2022	9
2023	9
Subsecuentes	297
Total	<u>\$ 330</u>

- b. **Swaps de tasas de interés.** En noviembre de 2015, TAG contrató un instrumento financiero swap con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés LIBOR. Las tasas fijas contratadas fueron de 2.5 y 2.9 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda en 2026 y 2034, respectivamente.

En diciembre 2019 se realizó la contratación de una cobertura adicional por una modificación a la curva de amortización del crédito derivada del refinanciamiento formalizado el 16 de diciembre de 2019, las tasas fijas contratadas fueron 2.1 y 2.6 por ciento iniciando en junio de 2021 y julio 2029 y terminando en 2031 y 2039 respectivamente.

- c. **Forward de tipo de cambio.** En septiembre de 2018, TAG contrató instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del dólar americano contra el peso por la porción de los ingresos de 2019, los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de enero 2019 hasta febrero de 2020. En septiembre de 2019, TAG firmó contratos de derivados para intercambiar pesos por dólares de una parte de los ingresos de los proyectos por 2020; vencimiento desde marzo 2020 hasta febrero de 2021.

10.5. ECA LNG Holdings B. V.

En febrero de 2019, ECAL y ECA Minority, S. de R. L. de C. V., (anteriormente subsidiaria de IEnova), fueron desconsolidadas. Su nueva controladora ECA LNG Holdings B. V. es un JV entre IEnova y SLNGEL (50 por ciento cada uno).

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía reconoce el 50 por ciento de interés bajo el método de participación. Los estados financieros consolidados de ECAL al 31 de diciembre de 2019 se muestran a continuación:

	Año terminado al 31/12/19
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 15,791
Otros activos	1,812
Total de activos corrientes	<u>17,603</u>
Propiedad, planta y equipo, neto	59,662
Impuestos a la utilidad diferidos	8,419
Total de activos no corrientes	<u>68,081</u>
Total de activos	<u>\$ 85,684</u>
Total de pasivos	<u>\$ 6,685</u>
Total capital contable	<u>\$ 78,999</u>
Importe registrado como inversión en ECAL	<u>\$ 39,500</u>

El Estado Consolidado de Pérdida de ECAL se muestran a continuación:

	Año terminado al 31/12/19
Gastos de operación, administración y otros	\$ (3,383)
Otras (pérdidas) ganancias	(109)
Ingreso por intereses, neto	72
Beneficio por impuestos a la utilidad	<u>1,152</u>
Perdida del año	<u>\$ (2,268)</u>
Participación en las pérdidas de ECAL	<u>\$ (1,134)</u>

Durante noviembre 2019 se realizó una transferencia de activos de ECA (entidad controlada por IEnova) a ECAL cuya transferencia fue reconocida como una disminución en la inversión por un monto total de (\$7.6) millones neto de impuesto diferido.

11. Adquisición de activos

11.1. 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 JV que mantiene una participación del 50 por ciento de interés en el capital social del Gasoducto Los Ramones Norte II, 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 II, por lo que la transacción fue registrada como una adquisición de activos. El exceso de la contraprestación pagada en efectivo en comparación del FV de los activos adquiridos y los pasivos asumidos fue reconocido en una base de FV 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

	Periodo terminado al 15/11/17
FV de la adquisición de activos:	
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Costos de adquisición	<u>143</u>

	Periodo terminado al 15/11/17
Total FV 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)
	<u> </u>
Total activos netos identificables	\$ <u>186,203</u>
Menos: Método de participación reconocido anterior a la adquisición de DEN	(21,308)
FV 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 FV debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Periodo terminado al 15/11/17
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Más: costo pagado por la adquisición	143
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(17,257)
	<u> </u>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	\$ <u>147,638</u>

11.2. 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

	Periodo terminado al 28/02/18
FV de la adquisición de activos:	
Contraprestación	\$ 5,072
Total FV de la adquisición de activos	\$ 5,072
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	112
Otros activos	2
Activos intangibles	4,977
Pasivos a corto plazo	(43)
Total de activos netos identificables	\$ 5,072

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 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 FV debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Periodo terminado al 28/02/18
Contraprestación (i)	\$ 5,072
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24)
Contraprestación pagada en efectivo, neta	\$ 5,048

- 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 (“EPC” por sus siglas en inglés).

11.3. 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 MW 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
FV de la adquisición de activos:	
Contraprestación (i)	\$ 3,580
Total FV 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 LIE, que exige que las instalaciones de energía renovable paguen cargos más elevados, incluidas tarifas de transmisión, tarifas del 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 FV debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Periodo 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.

11.4. ICM, adquisición de activo

El 26 de septiembre de 2018, IEnova firmó un acuerdo de compra venta con 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

	Periodo terminado al 26/09/18
FV de la adquisición de activos:	
Contraprestación	\$ 16,442
Total FV 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

	Período terminado al 26/09/18
Pasivos a corto plazo	(351)
Total de activos netos identificables	29,537
Participación no controladora	<u>\$ (13,095)</u>

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 FV 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 FV de la participación no controladora y ascendió a \$13.1 millones. Este FV fue estimado aplicando un enfoque de ingresos.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Período terminado al 26/09/18
Contraprestación	\$ 16,442
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(2)
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 16,440</u>

12. Activos disponibles para la venta y operación discontinua

- a. 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 FV menos los costos de venta.

Los activos y pasivos mantenidos para la venta correspondientes a TDM son los siguientes:

	Por el año terminado el 31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ —
Otros activos	64,263
Total activos circulantes	<u>64,263</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	201
Otros activos	1,515
Bonos de carbono	2,272
Propiedad, planta y equipo, neto	79,939
Total activos no circulantes	<u>83,927</u>
Total activos	<u>\$ 148,190</u>
Pasivos circulantes	\$ 54,336

	Por el año terminado el 31/12/17
Pasivos no circulantes	8,186
Total pasivos	<u>\$ 62,522</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 durante 2017, la cual se reconoció en los Estados Consolidados de Ganancias. La Compañía también estima el FV 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.

- b. El 1o. 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 FV a la fecha en la que se decidió suspender la venta, dado que el FV 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 FV 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Costo	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>

No existen pérdidas acumuladas por deterioro. La integración del crédito mercantil es como sigue:

	Por los años terminados el		
Compañía	31/12/19	31/12/18	31/12/17
IEnova Pipelines	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008
Ventika	115,429	115,429	115,429
IGM	<u>25,654</u>	<u>25,654</u>	<u>25,654</u>
Total	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>	<u>\$ 1,638,091</u>

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 FV 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 6.8 por ciento que corresponde al WACC. Con base en este cálculo, el valor de uso fue mayor al valor en libros, basado en lo anterior se determinó que no existe deterioro.

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 10.5 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.

IGM

El crédito mercantil ha sido asignado a la unidad generadora de efectivo IGM, 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 IGM. El DCF para 2019, 2018 y 2017 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 IGM que pudieran indicar un deterioro potencial desde la adquisición, incluyendo: a) sus resultados financieros han sido consistentes con las proyecciones iniciales de la dirección, b) los cambios en los indicadores macroeconómicos no han tenido efecto adverso en las operaciones de la Compañía (por ejemplo, las tasas libres de riesgo no se han modificado o son menores que a la fecha de adquisición, y el cambio de la calificación para México de BBB a BBB+), c) los cambios en el entorno regulatorio no han afectado de manera negativa las operaciones de la Compañía, y d) no hay cambios significativos en la fuerza laboral, estrategia, tendencias del mercado, o los impactos derivados de las recientes adquisiciones/integraciones.

Sin embargo, la administración cree que la tasa de descuento actual puede ser inferior ya que los niveles de deuda del mercado han disminuido desde la adquisición, la tasa de la adquisición fue utilizada como un precio razonable para los propósitos de la prueba.

14. Propiedad, planta y equipo, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
<i>Inversión:</i>			
Edificios y plantas	\$ 4,608,337	\$ 4,273,297	\$ 4,017,315
Equipo	37,130	31,937	28,674
Otros activos	155,382	135,580	117,279
	<u>4,800,849</u>	<u>4,440,814</u>	<u>4,163,268</u>
Depreciación y amortización acumulada	<u>(996,356)</u>	<u>(851,313)</u>	<u>(545,148)</u>
Terrenos	132,078	124,908	82,389
Construcciones en proceso	701,391	372,505	28,947
	<u>\$ 4,637,962</u>	<u>\$ 4,086,914</u>	<u>\$ 3,729,456</u>

	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Costo						
Saldo al 1o. de enero de 2017	\$ 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 negocios DEN (ver nota 11.1)	—	—	203	—	1,592	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 11.4)	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
Adiciones	7,526	13,520	237	624,158	18,643	664,084
Bajas	(159)	(897)	(39)	(4,706)	(1,324)	(7,125)
Efecto de conversión	1	6,382	1,162	304	805	8,654
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	20,403	—	—	—	20,403
Otros	(198)	295,632	3,833	(290,870)	1,678	10,075
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 132,078	\$ 4,608,337	\$ 37,130	\$ 701,391	\$ 155,382	\$ 5,634,318
Depreciación acumulada						
Saldo al 1o. de enero de 2017	\$ —	\$ (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	—	(2,207)	(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)
Bajas de activo	—	299	33	—	1,123	1,455
Gasto por depreciación	—	(124,195)	(1,027)	—	(8,460)	(133,682)
Efecto de conversión	—	(1,749)	(340)	—	(394)	(2,483)
Otros	—	(10,106)	(13)	—	(214)	(10,333)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ —	\$ (935,000)	\$ (12,683)	\$ —	\$ (48,673)	\$ (996,356)

Las adiciones a la propiedad, planta y equipo durante 2019, 2018 y 2017, se componen principalmente de adiciones a la construcción en proceso, relacionadas con los siguientes proyectos:

- Terminales - Veracruz, Puebla, Estado de México y Baja California (Ver Notas 1.2.21.).
- Solares - Don Diego y Border Solar.
- Gasoductos - Estación de compresión Sonora.
- Solares - Pima (inició operaciones comerciales el 1 de abril de 2019).
- Solares - Rumorosa (inició operaciones comerciales el 1 de junio de 2019).
- Solares - Tepezalá (inició operaciones comerciales el 6 de octubre de 2019).
- 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 2019, 2018 y 2017, las adiciones de propiedad, planta y equipo que no han sido pagadas, ascienden a \$104.5, \$63.6 y \$41.7 millones, respectivamente.

Costos de préstamos. La Compañía capitalizó costos de préstamos sobre los activos calificables por \$22.5, \$10.7 y \$10.2 millones para los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, respectivamente. El promedio ponderado de la tasa utilizada para determinar los costos de intereses capitalizables fue de 3.68, 4.02 y 2.98 por ciento, respectivamente, para los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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	30-45
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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/2017
Saldo en libros:			
Derechos de transmisión de energía renovable (a)	\$ 164,622	\$ 164,622	\$ 154,144
Contrato O&M (b)	44,566	44,566	44,566
Amortización acumulada	(28,321)	(18,416)	(8,511)
	<u>\$ 180,867</u>	<u>\$ 190,772</u>	<u>\$ 190,199</u>

a. Derechos de transmisión 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 11.2.).

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 11.3.).

La amortización se calcula utilizando el método de línea recta en función de la vida útil remanente del activo intangible relacionado, durante el plazo de los contratos de autoabastecimiento para Ventika y de interconexión 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 11.1.).

16. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Cuentas por pagar	\$ 144,944	\$ 99,713	\$ 72,603
Otras cuentas por pagar	9,992	44	35
	<u>\$ 154,936</u>	<u>\$ 99,757</u>	<u>\$ 72,638</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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Tasas de descuento	8.75%	9.75%	8.25%
Tasas esperadas de incrementos salariales	4.75%	4.75%	4.75%
Inflación esperada a largo plazo	3.75%	3.75%	3.75%
Tipos de cambio	\$ 19.53	\$ 18.81	\$ 18.20

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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 912	\$ 836	\$ 155
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	672	528	457
Ganancias actuariales reconocidas en ORI	964	519	704

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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 7,643	\$ 6,537	\$ 5,586
Costo del servicio actual	912	836	105
Ingreso por interés	672	528	422
Pérdidas (ganancias) actuariales	964	(519)	482
Transferencia de efectivo	—	310	—
Beneficios pagados	(290)	(49)	(58)
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 9,901</u>	<u>\$ 7,643</u>	<u>\$ 6,537</u>

18. Otros pasivos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 22,711	\$ 22,454	\$ 6,959
Depósitos de clientes	3,507	2,266	1,333
Pasivo por garantías (b)	—	—	2,080
	<u>\$ 26,218</u>	<u>\$ 24,720</u>	<u>\$ 10,372</u>

- a. El saldo corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo. (Ver Nota 23.).
- b. IEnova y su socio TC Energy participan en la construcción del gasoducto South of Texas-Tuxpan, y contrataron de manera conjunta, garantías que cubren obligaciones durante la construcción de dicho gasoducto. (Ver Nota 10.2.).

19. Otros pasivos

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Salarios y prestaciones por pagar	\$ 28,452	\$ 21,302	\$ 19,012
Ingresos diferidos (a) y (b)	16,618	11,983	—
Retenciones	5,330	6,771	619
Arrendamientos por pagar (c)	—	2,736	—
	<u>\$ 50,400</u>	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>
Otros pasivos a corto plazo	\$ 33,782	\$ 28,073	\$ 19,631
Otros pasivos a largo plazo	16,618	14,719	—
	<u>\$ 50,400</u>	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>

- a. Corresponde a servicios por prestar relacionados con el gasoducto Guaymas - El Oro por un importe de \$ \$11.4 y \$7.6 millones, por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente. 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, por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 77,648	\$ 54,443	\$ 58,654
Otros (b)	7,194	7,711	8,950
	<u>\$ 84,842</u>	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>
Circulantes	\$ —	\$ 251	\$ 394
No circulantes	84,842	61,903	67,210
	<u>\$ 84,842</u>	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>
Total de provisiones	<u>\$ 84,842</u>	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1o. de enero de 2017	\$ 41,618	\$ 10,347	\$ 51,965
Provisión adicional	4,239	—	4,239
Incremento de gasto financiero	1,983	—	1,983
Pago y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,397)	(1,397)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	10,814	—	10,814
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 58,654	\$ 8,950	\$ 67,604
Reconocimiento de provisión de TDM por vuelta en operación	6,922	—	6,922
Incremento de gasto financiero	2,552	—	2,552
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,239)	(1,239)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	(13,685)	—	(13,685)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 54,443	\$ 7,711	\$ 62,154
Provisión adicional	3,620	—	3,620
Incremento de gasto financiero	2,803	—	2,803
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(517)	(517)
Actualización de tasa de descuento y efecto en tasa de cambio	16,782	—	16,782
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 77,648	\$ 7,194	\$ 84,842

a. Obligación por retiro de activos.

Para los activos de larga duración, la Compañía registra pasivos por obligación de retiro de activos de larga duración al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados del servicio, si se tiene una obligación legal o asumida y si se puede realizar una estimación razonable de dicha obligación. Las tasas de descuento utilizadas por la Compañía fueron 3.75, 4.64 y 3.90 por ciento al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017, 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 2019, 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 \$7.1 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 FV de las estimaciones necesarias para el cumplimiento de esta obligación. La Compañía elimina el saldo de los bonos de carbono de los activos y pasivos de los Estados de Posición Financiera Consolidados cuando éstos son entregados.

Los bonos de carbono se muestran de la siguiente manera en los Estados de Posición Financiera Consolidados:

	Por el año terminado el	
	31/12/19	31/12/18
Activos:		
Corrientes	\$ 6,444	\$ 5,936
No corrientes	30,083	15,499
	<u>\$ 36,527</u>	<u>\$ 21,435</u>
Pasivos (a) :		
Corrientes	\$ 6,444	\$ 6,354
No corrientes	29,843	14,826
	<u>\$ 36,287</u>	<u>\$ 21,180</u>

- a. Los cambios en los estados consolidados de situación financiera se registraron al costo de ingresos de \$21.3 millones, \$21.9 millones y \$16.5 millones por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 respectivamente.

22. Deuda a corto plazo

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 la deuda a corto plazo se integra de la siguiente manera:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Línea de crédito (a)	\$ 1,174,068	\$ 808,086	\$ 137,053
Deuda a corto plazo de IEnova Pipelines Crédito bancario (ver Nota 23.d.).	41,186	38,227	40,631
Deuda a corto plazo de Ventika Crédito bancario (ver Nota 23.b.).	25,665	25,973	22,588
Línea de crédito multilateral (ver Nota 23.h.).	588	—	—
Trina Solar (ver Nota 23.f.).	231	28	—
CEBURES tasa variable (ver Nota 23.e.).	—	—	65,871
	<u>\$ 1,241,738</u>	<u>\$ 872,314</u>	<u>\$ 266,143</u>
Costos de financiamiento	(6,359)	(2,140)	(3,383)
	<u>\$ 1,235,379</u>	<u>\$ 870,174</u>	<u>\$ 262,760</u>

a. Líneas de crédito.

SMBC. 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 Mitsubishi (“Bank of Tokyo”) y BNS.

Disposición de la línea de crédito. 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 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 11.1.).

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.a.).

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró una modificación al acuerdo para aumentar el monto de la línea de crédito a \$1.5 billones y ampliar el plazo de vencimiento hasta 2024. La Compañía reconoció, costos de emisión de esta transacción por \$5.8 millones.

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía ha hecho disposiciones por \$990.0 millones y pagos por \$904.0 millones.

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 el monto disponible del crédito fue de \$606.0, \$362.0 y \$1,033.0 millones, respectivamente.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, la tasa de intereses promedio ponderada de corto plazo con SMBC fue de 2.74 por ciento.

BNS. El 23 de septiembre de 2019, la Compañía firmó un contrato de crédito revolvente de dos años por \$280.0 millones con BNS. Al 31 de diciembre de 2019, la línea de crédito se ha utilizado completamente.

El préstamo otorgado se puede liquidar en cualquier momento, sin prima o penalización, o parcialmente con pagos a cuenta del préstamo en parte del Monto Mínimo total.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral más 0.54 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento.

Las disposiciones de la línea de crédito son utilizadas para capital de trabajo y propósitos generales del corporativo.

23. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 la deuda a largo plazo incluye:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Senior Notes (a)	\$ 840,000	\$ 840,000	\$ 840,000
Santander – Ventika (b)	401,764	426,359	451,248
CEBURES a tasa fija (e, g)	206,949	198,142	277,175

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Línea de crédito multilateral (h)	200,000	—	—
Bancomer – IEnova Pipelines (d)	198,759	239,513	—
Trina Solar (f)	11,190	3,757	—
CEBURES a tasa variable (e, g)	—	—	197,614
	<u>\$ 1,858,662</u>	<u>\$ 1,707,771</u>	<u>\$ 1,766,037</u>
Costos de emisión de deuda	(40,331)	(32,579)	(33,997)
	<u>\$ 1,818,331</u>	<u>\$ 1,675,192</u>	<u>\$ 1,732,040</u>

a. **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.

La Compañía utilizó los recursos de la colocación para pagar deudas a corto plazo y el remanente se utilizó para fines corporativos en general.

b. **Proyecto de financiamiento del parque eólico Ventika**. El 8 de abril de 2014, Ventika (una subsidiaria de IEnova) celebró un contrato de préstamo para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con cinco bancos, donde Santander funge como agente administrativo y colateral; NADB, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“BANOBRAS”), 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
BANOBRAS	15/03/2032
NADB	15/03/2032
BANCOMEXT	15/03/2032
NAFIN	15/03/2032

El desglose del crédito (incluye corto y largo plazo) se muestra:

Banco	Año terminado el 31/12/19
NADB	\$ 130,445
BANOBRAS	83,858
Santander	74,708
NAFINSA	65,223
BANCOMEXT	65,223
	<u>\$ 419,457</u>

- c. **Swaps de tasa de Interés.** Con la finalidad de mitigar los impactos de efectos de cambios de las tasas de mercado, Ventika celebró dos contratos swap de tasa de interés con Santander y BANOBRAS; los cuales cubren hasta el 92 por ciento del total de las líneas de crédito. Los contratos swap permiten a la Compañía pagar tasas fijas de interés por 2.94 y 3.68 por ciento respectivamente; y recibir tasas variables (LIBOR a tres meses).
- d. **Bancomer - IEnova Pipelines.** El 5 de diciembre de 2013, IEnova Pipelines firmó un contrato de crédito con Bancomer, como agente y con Deutsche Bank México, división fiduciaria, como fiduciario. El monto del préstamo es por \$475.4 millones, el cual será utilizado para el desarrollo de los proyectos de IEnova Pipelines.

Cuatro instituciones financieras participan en el préstamo mencionado anteriormente, con los siguientes porcentajes: Bancomer con el 50 por ciento, Bank of Tokio con el 20 por ciento, Mizuho con el 15 por ciento y NORD/LB con el 15 por ciento.

El préstamo otorgado se paga a través de amortizaciones trimestrales a partir del 18 de marzo de 2014 y hasta el 2026, siendo el plazo total del préstamo de 13 años.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR a más 2 por ciento hasta el quinto año de vencimiento, del quinto al octavo año de vencimiento se utilizará LIBOR más 2.25 por ciento del octavo al décimo segundo año de vencimiento se utilizará LIBOR más 2.50 por ciento y desde el décimo tercer año y hasta el vencimiento se utilizará LIBOR más 2.75 por ciento.

Al 31 de diciembre de 2019, los vencimientos de la deuda (incluyendo corto y largo plazo) son como sigue:

Año	Monto
2020	\$ 42,213
2021	45,054
2022	47,537
Posteriores	114,859
	<u>\$ 249,663</u>

En dicho crédito, IEnova Pipelines fue denominada como acreditada, TDF y GdT en conjunto fueron denominados como garantes y avalistas a través de la cesión de derechos de cobro de un portafolio de proyectos integrados por IEnova Pipelines, TDF y GdT como fuente de pago del crédito.

Como parte de las obligaciones que derivan del crédito, se deben de cumplir con las siguientes cláusulas durante la vigencia del crédito:

- i. Mantener un capital contable mínimo durante la vigencia del crédito, en los montos que se indican a continuación:

Compañía	Monto
IEnova Pipelines	\$ 450,000
GdT	130,000
TDF	90,000

- ii. Mantener una cobertura de intereses de al menos 2.5 a 1 de forma consolidada (Utilidad Antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización (“UAIDA”) sobre intereses), para el pago de intereses.

A la fecha de estos Estados Financieros Consolidados, IEnova Pipelines 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 NORD/LB para cubrir el riesgo de tasa de interés del total de su deuda. Los instrumentos financieros cambian la tasa LIBOR a una tasa fija del 2.63 por ciento.

La Compañía ha designado los instrumentos financieros derivados antes mencionados como flujo de efectivo, en término de lo permitido por la normatividad contable. Dado que los swaps de tasa de interés tienen el objetivo de fijar el flujo de efectivo derivado del pago de intereses por el préstamo sindicado que vence en 2026.

e. **CEBURES.** Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó 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 6.3 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 2019, 2018 y 2017 fue de 6.3 por ciento, 6.93 por ciento y 7.25 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.

Para esta deuda, que estaba programada para madurar en 2018, La Compañía realizó un contrato de instrumento derivado e intercambió tasa fija en pesos por un tipo fijo en dólares, intercambiando pagos principales e intereses. La Compañía recibió \$1,300.0 millones pesos y pagó \$102.2 millones dólares. El reembolso finalizó el contrato de cobertura y la responsabilidad de CEBURES.

f. **Trina Solar - ESJ Renewable I, S. de R. L. de C. V. ("ESJR I")** El 31 de Julio de 2018, la Compañía firmó un contrato de crédito con Trina Solar, el monto del préstamo es por \$12.4 millones, el cual será utilizado para el desarrollo del proyecto solar de Tepezalá. 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 término de este.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral más 365 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento en 2028. Al 31 de diciembre 2019, ESJR I ha realizado disposiciones por \$11.2 millones.

g. **Swaps de tipo de cambio y tasa de interés.** Con fecha 14 de febrero de 2013, en relación a las ofertas públicas de CEBURES, la Compañía celebró contratos swap de tipo de cambio y tasa de interés para cubrir su exposición al pago de sus obligaciones denominadas en pesos:

- i. Para la deuda con vencimiento en 2023, la Compañía intercambió la tasa fija en pesos por una tasa fija en dólares, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en dólares a través de este swap es de 4.12 por ciento en 2018.
- ii. Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambió 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 en 2018.

La suma del valor del notional de los swaps al 31 de diciembre de 2019, es de \$306.2 millones (\$3,900.0 millones de pesos históricos). Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

h. **Línea de Crédito Multilateral** - El 19 de noviembre de 2019 la Compañía firmó un contrato de crédito con IFC y NADB . El monto del préstamo fue de \$200.0 millones, el cual será utilizado para financiar cuatro plantas de energía solar con una capacidad total de 376 MW en México.

IFC y NADB tienen el 50 por ciento de contribución cada uno. El préstamo contempla la amortización semestral a partir del 15 de junio de 2022 y termina en noviembre de 2034, para un total de 15 años. La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR más 2.25 por ciento por año hasta su vencimiento.

- i. **Swap de tasa de interés de crédito multilateral.** Para mitigar parcialmente su exposición a los cambios en las tasas de interés asociados con la línea de crédito multilateral, IEnova realizó swaps de tasa de interés flotante a tasa fija por el 100 por ciento del préstamo. El swap de tasa de interés asignado a Credit Agricole con una fecha de negociación del 20 de noviembre de 2019 y una fecha de vigencia del 5 de diciembre de 2019, la fecha de desembolso del préstamo. El plazo del canje de tasas de interés coincide con los términos críticos de los pagos de intereses. El swap se contabiliza como coberturas de flujo de efectivo. La tasa de interés fija contratada es 1.77 por ciento.

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 2019, 2018 y 2017 la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

24.2. Categorías de instrumentos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Activos financieros			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 57,966	\$ 51,764	\$ 38,289
Efectivo restringido	33,536	26,283	55,820
FVTPL			
Con fines de negociación	17,241	17,703	9,146
Costo amortizado			
Préstamos y cuentas por cobrar	920,410	844,989	613,280
Arrendamiento financiero	932,624	942,184	950,310
Pasivos financieros			
FVTPL			
Con fines de negociación	\$ 155,931	\$ 163,823	\$ 204,170
Costo amortizado	3,492,932	3,055,700	2,695,537

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 por ciento en sus cálculos de VaR.

El VaR de un día al 95 por ciento refleja la probabilidad de 95 por ciento que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

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

Historia VaR (de un día, 95%) por tipo de riesgo:	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Swap de tasa de interés y commodities	\$ 15,058	\$ 2,258	\$ 2,581
Exposición total VaR	\$ 14,305	\$ 2,145	\$ 2,452

El VaR es una estimación estadística de la cantidad que un portafolio puede perder en un horizonte de tiempo determinado para el intervalo de confianza dado. Mediante el uso de un VaR con un intervalo de confianza del 95 por ciento, las pérdidas potenciales por encima de dicho porcentaje no son consideradas; mediante el uso de datos históricos posibles movimientos extremos adversos pueden no ser capturados, ya que no ocurrieron durante el período de tiempo considerado en los cálculos, y no hay garantía de que las pérdidas reales no excedan el VaR calculado.

Mientras que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos de precios de materias primas y tasas de interés, los análisis de sensibilidad evalúan el impacto de un cambio razonable posible en los precios de los insumos y tasas de interés durante un año. Los detalles del análisis de sensibilidad para el riesgo cambiario se incluyen en la Nota 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 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 1,025,682	\$ 907,113	\$ 746,038
Subsidiarias con moneda funcional peso	26,462	32,146	33,594

	Pasivos monetarios		
	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 938,184	\$ 860,870	\$ 853,067
Subsidiarias con moneda funcional peso	47,867	31,325	26,478

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			
	31/12/19	31/12/18	31/12/17	11/4/2020
Un Dólar	<u>\$ 18.8452</u>	<u>\$ 19.6829</u>	<u>\$ 19.7354</u>	<u>\$ 24.0388</u>

24.7.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 24.7. son presentados en pesos para las subsidiarias con moneda funcional dólar y en dólares para las subsidiarias con moneda funcional en pesos.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados de ganancias y ORI a un aumento y disminución del 10 por ciento del dólar frente al peso. El índice de sensibilidad utilizado para informar sobre el riesgo de moneda extranjera al personal clave de administración es 10 por ciento, lo que representa un punto de referencia para la administración del posible cambio de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye sólo saldos insolutos de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al cierre del periodo con un cambio del 10 por ciento en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo 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 por ciento frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían positivos.

Para las entidades con moneda funcional dólar, el análisis de sensibilidad a los cambios en los tipos de cambio de peso/dólar se determina sobre una base antes de impuestos debido a la complejidad para determinar los efectos fiscales (las leyes fiscales reconocen las diferencias de cambio acumulables o deducibles y pérdidas sobre la base de la posición monetaria del dólar, independientemente de la moneda funcional).

Para las subsidiarias con moneda funcional peso, un número positivo indica un incremento en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10 por ciento contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10 por ciento del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían negativos.

	Moneda funcional dólar			Moneda funcional peso		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Utilidad o (pérdida) (i)	\$ 5,532	\$ 2,943	\$ 6,811	\$ (916)	\$ 52	\$ (453)
ORI	—	—	—	2,865	414	2,580

- i. 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 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

24.8.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por los JV's de la Compañía

Como se describe en la Nota 10.2. b. el JV 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 JV con Brookfield firmó un contrato de swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

El FV de instrumentos financieros derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, los cuales impactan la inversión en el JV con cargo a las utilidades actuales.

La Administración de la Compañía considera que el resultado del análisis de sensibilidad de este derivado es poco significativo.

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:

Cientes 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.

Cientes principales (clientes de consumo industrial y comercial)

- Poder notarial;
- Identificación oficial del representante legal;

- Acta constitutiva:
- Comprobante de domicilio; y
- Dependiendo del volumen de consumo, puede ser requerida una garantía, la cual puede ser: una carta de crédito, un depósito en garantía, pagarés, entre otros.

La supervisión incluye una revisión mensual del 100 por ciento de los saldos de clientes importantes por el departamento de crédito y cobranza, para asegurarse de que los pagos se hacen en una manera oportuna y para garantizar que se encuentren en el cumplimiento de los términos acordados en el contrato.

La Compañía considera que ha asignado reservas adecuadas por incumplimiento de las contrapartes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad, cuando los proyectos de desarrollo de la Compañía se vuelven operacionales, dependen en gran medida de la capacidad de sus proveedores para cumplir sus contratos a largo plazo y de la capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento.

Asimismo, los factores que la Compañía considera en la evaluación de un proyecto de desarrollo incluyen negociaciones con el cliente y acuerdos con proveedores y, por lo tanto, dependen de estos acuerdos para el desempeño futuro.

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 al		
		31/12/19	31/12/18	31/12/17
Ciente 1	Gas	\$ 301,727	\$ 317,805	\$ 317,055
Ciente 2	Electricidad y Gas	222,867	218,126	142,445
Ciente 3	Gas	167,770	171,666	168,937
Ciente 4	Gas	143,090	143,026	113,086
Ciente 5	Gas	127,243	123,366	114,093
Ciente 6	Gas	102,084	98,435	103,043
Ciente 7	Gas	64,237	84,846	87,160
Ciente 8 *	Electricidad	38,381	36,353	35,389
Ciente 9	Gas	36,366	36,723	36,397
Otros **		175,491	138,209	105,300
		<u>\$ 1,379,256</u>	<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>

* Ver Nota 12.

** Dentro de otros, no hay clientes que representen más del 9 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.

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 2019, los proyectos se financiaron por recursos obtenidos por la Oferta Global de préstamos de partes relacionadas no consolidables y financiamientos bancarios. La Compañía actualmente muestra un exceso de pasivos a corto plazo sobre sus activos circulantes, esto es principalmente por préstamos con partes relacionadas no consolidables y la deuda a corto plazo. Como se menciona en las Notas 6 y 22, la Compañía tenía \$892.5 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 períodos de reembolso acordados. Las tablas se han elaborado a partir de los flujos de efectivo no descontados de dichos pasivos financieros, con base en su exigibilidad, que es la fecha más temprana en la que la Compañía puede ser requerida a pagar. Las tablas incluyen flujos de efectivo de principales.

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2019						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$1,174,068	\$ —	\$ —	\$ —	\$1,174,068
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	11,250	33,750	56,250	334,178	435,428
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	26,325	78,975	131,625	1,146,476	1,383,401
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.3	12,838	38,446	199,769	—	251,053
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	6.49	51,218	81,591	143,419	462,329	738,557
Crédito multilateral	1.7775	356	7,415	30,298	173,016	211,085
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	41,186	27,607	226,110	—	294,903
Tasa variable de la deuda a largo plazo (Trina)	6.07	585	1,756	2,927	12,946	18,214
Pasivo por arrendamientos		1,197	3,501	3,800	95,944	104,442
		<u>\$1,319,023</u>	<u>\$ 273,041</u>	<u>\$ 794,198</u>	<u>\$2,224,889</u>	<u>\$4,611,151</u>
31 de diciembre de 2018						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 808,086	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 808,086

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 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 de interés variable de la deuda a corto plazo (Ver Nota 23.)	4.14	—	—	—	—	—
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.30	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
		<u>\$ 961,109</u>	<u>\$ 266,470</u>	<u>\$ 867,810</u>	<u>\$1,814,392</u>	<u>\$3,909,781</u>
<i>31 de diciembre de 2017</i>						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 137,053	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 137,053
Tasa de interés variable de préstamo bancario	3.75	6,563	33,750	56,250	316,875	413,438
Tasa de interés variable de préstamo bancario	4.88	15,356	78,975	131,625	1,105,988	1,331,944
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)	5.59	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>

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 2019					
Importes netos:					
- Swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ (33,429)	\$ (30,421)	\$ (152,585)	\$ (33,621)	\$ (250,056)
	<u>\$ (33,429)</u>	<u>\$ (30,421)</u>	<u>\$ (152,585)</u>	<u>\$ (33,621)</u>	<u>\$ (250,056)</u>
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>
31 de diciembre de 2017					
Importes netos:					
- Swap de 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>

24.11. FV de instrumentos financieros

24.11.1. FV de los instrumentos financieros a costo amortizado

Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la Administración considera que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los Estados Financieros Consolidados se aproximan a sus valores razonables.

	Por los años terminados el					
	31/12/19		31/12/18		31/12/17	
	Valor en libros	FV	Valor en libros	FV	Valor en libros	FV
Activos financieros						
Arrendamiento financiero por cobrar	932,624	1,308,000	942,184	942,184	950,310	950,310
Préstamos a partes relacionados no consolidables	781,003	823,757	691,340	696,626	535,945	592,727
Pasivos financieros						
<i>Pasivos financieros a costo amortizado:</i>						
- Deuda a largo plazo (cotizados en la bolsa de valores)	1,016,697	1,010,330	1,038,142	865,710	1,037,614	998,995
- Deuda bancaria a largo plazo	790,444	756,411	669,629	675,801	728,423	849,486

	Por los años terminados el					
	31/12/19		31/12/18		31/12/17	
- <i>Préstamos de partes relacionadas no consolidables (largo plazo)</i>	233,597	228,578	75,161	67,963	73,510	69,967
<i>Préstamos asociada (largo plazo)</i>	11,190	10,848	3,757	3,274	—	—

24.11.2. Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de medir el FV

Los FV de los activos y pasivos financieros se determinan como sigue:

- i. El FV de los arrendamientos financieros por cobrar se determina calculando el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, incluyendo el período de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de retorno en las inversiones de capital de la Compañía. (Nivel 3).
- ii. La Compañía determina el FV de su deuda a largo plazo con precios de mercados reconocidos. (Nivel 1).
- iii. Para los pasivos financieros, otras deudas a largo plazo y cuentas por cobrar y por pagar a afiliadas no consolidables, la Compañía determina el FV de sus pasivos financieros a costo amortizado determinando su valor presente al final de cada período. La tasa de interés libre de riesgo utilizada para descontar a valor presente es ajustada para reflejar el riesgo de crédito propio de la Compañía. (Nivel 3).
- iv. El FV de los derivados y otras posiciones derivadas, las cuales incluyen swaps de tasa de interés, son determinados utilizando supuestos que consideran los participantes en el mercado al valor dichos instrumentos. Los supuestos que harían los participantes en el mercado incluyen aquellos relacionados con los riesgos, y los riesgos inherentes de los datos de entrada (inputs) en la técnica de valuación. Estos inputs pueden ser fácilmente observables, corroborados en el mercado o generalmente no observables. (Nivel 2).

Los supuestos significativos utilizados por la Compañía para determinar el FV de los siguientes activos y pasivos financieros se describen a continuación.

24.11.3. Mediciones de FV reconocidas en los Estados Consolidados de Posición Financiera

La Compañía aplica recurrentemente mediciones de FV para ciertos activos y pasivos. “FV” se define en el párrafo de la Nota 2.2.b.

Una medición a FV refleja los supuestos que participantes del mercado utilizarán en asignar un precio a un activo o pasivo basado en la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen los riesgos inherentes en una técnica particular de valuación (como el modelo de valuación) y los riesgos inherentes a los inputs del modelo. Adicionalmente la administración considera la posición crediticia de la Compañía cuando mide el FV de sus pasivos.

La Compañía establece un nivel jerárquico de designación de los inputs utilizados para medir el FV. La jerarquía otorga la prioridad más alta a precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (Nivel 1) y la prioridad más baja a inputs no observables (Nivel 3).

Los tres niveles de la jerarquía del valor son los siguientes:

- Nivel 1 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de reporte; los mercados activos son transacciones de activos y de pasivos ocurridos frecuentemente y tienen un volumen que prevé información de precios sobre bases actuales.

- Nivel 2 mediciones del FV son aquellas derivadas de las entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o pasivo a la fecha de presentación de informes, ya sea directa (ejemplo: precios) o indirectamente (ejemplo: diferentes a precios); y
- Nivel 3 las valuaciones a FV son aquellas derivadas de las técnicas de valuación que incluyen los inputs para los activos o pasivos, que no se basan en información observable del mercado indicadores no observables.

Los activos y pasivos de la Compañía que fueron registrados a FV sobre una base recurrente se mencionan en la siguiente tabla y fueron clasificados como Nivel 1 y 2 en la jerarquía del FV:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
<i>Activos financieros a FV a través de resultados</i>			
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)*	\$ 35,742	\$ 26,366	\$ 56,901
Activos financieros derivados (Nivel 2)	17,241	17,620	8,065
<i>Pasivos financieros a FV a través de resultados</i>			
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	155,931	163,823	204,170

La Compañía no mantiene activos o pasivos financieros clasificados como Nivel 3 y no ha habido transferencias entre el Nivel 1 y 2 durante los periodos reportados.

* Las inversiones en valores incluyen efectivo restringido a corto plazo por \$30.8 millones, \$23.3 millones y 55.8 millones al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

24.11.4. Instrumentos de cobertura

El impacto de los instrumentos de cobertura en los Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se muestran a continuación:

	Por el año terminado el		
	31/12/2019		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la ineffectividad
<i>Dólares</i>			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 595,039	\$ (15,881)	\$ (8,790)
Moneda extranjera	122,747	(5,986)	(7,835)
<i>Pesos</i>			
Swap de tipo de cambio	3,900,000	(121,988)	18,509

	Por el año terminado el		
	31/12/2018		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la infectividad
Dólares			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 451,017	\$ (7,091)	\$ 4,029
Moneda extranjera	107,503	1,849	1,849
Pesos			
Swap de tipo de cambio	3,900,000	(140,497)	44,488

	Por el año terminado el		
	31/12/2017		
	Valor nominal	Valor en libros	Cambio en el FV usado para medir la infectividad
Dólares			
Cobertura swap de tasa de interés	\$ 507,027	\$ (11,120)	\$ 2,005
Pesos			
Moneda extranjera y tasa de interés	5,200,000	(184,985)	20,011

24.11.5. Commodities y otras posiciones derivadas

La Compañía celebra contratos de instrumentos financieros derivados para cubrir la volatilidad de su impacto fiscal los ingresos atribuibles a la fluctuación del peso con respecto al dólar. Ciertos activos y pasivos monetarios de la Compañía están expresados en dólares (moneda funcional); sin embargo, ellos se vuelven a medir en pesos durante todo el año a efectos fiscales mexicanas. La medición de estos activos y pasivos da lugar a pérdidas y ganancias cambiarias para efectos fiscales y el impacto de las obligaciones fiscales en México.

La Compañía reconoce los cambios en el FV y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los Estados Consolidados de Ganancias.

25. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR. La tasa sobre el impuesto corriente es del 30 por ciento.

25.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en el Estado Consolidado de Ganancias

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Impuesto causado:			
ISR	\$ (139,677)	\$ (113,683)	\$ (39,376)
IETU	—	—	(204)
	<u>(139,677)</u>	<u>(113,683)</u>	<u>(39,580)</u>
Impuesto diferido:			
Impuesto diferido del ejercicio	<u>7,119</u>	<u>(29,381)</u>	<u>(64,582)</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ (132,558)</u>	<u>\$ (143,064)</u>	<u>\$ (104,162)</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	\$ 560,474	\$ 535,666	\$ 413,660
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(168,142)	(160,700)	(124,098)
Gastos no deducibles	(2,369)	(1,985)	(2,880)
Efectos de fluctuación cambiaria	(35,830)	513	(17,806)
Efectos de ajuste por inflación	(19,169)	(28,076)	(32,341)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	(3,157)	2,279	(25,965)
Ingresos no acumulables	—	—	368
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo, neto y pérdidas fiscales	77,499	55,180	98,880
Estímulos Fiscales*	24,108	—	—
Otros	(5,498)	(10,275)	(321)
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	\$ (132,558)	\$ (143,064)	\$ (104,163)

El cambio en la tasa efectiva de impuestos a la utilidad se debió principalmente a los siguientes factores:

- El efecto de variaciones en el tipo de cambio sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo de la Compañía que son valuadas en pesos para fines de impuestos, mientras que se mantienen en dólares (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.
- 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.
- El efecto inflacionario de ciertos activos y pasivos monetarios.
- Pérdidas fiscales utilizadas o no reconocidas como impuestos diferidos.
- *Reconocimiento de estímulo del impuesto sobre la renta aplicable a determinados contribuyentes residentes en la región fronteriza norte, de conformidad con un decreto emitido el 28 de diciembre de 2018.

25.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en el capital social y en ORI

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Reconocidos directamente en capital social:			
Emisión de acciones ordinarias a través del Inicial Public Offering (“IPO”) y oferta global	\$ —	\$ —	\$ 17,851
Reconocidos directamente en ORI:			
Impuesto relacionado con las ganancias actuariales en planes de beneficio definidos	(287)	(156)	(211)
Impuesto en valuación de instrumentos de cobertura	(2,020)	(4,605)	(2,357)

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en el capital social y ORI	\$ (2,307)	\$ (4,761)	\$ 15,283

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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Activo por impuestos a la utilidad diferidos:			
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 21,855	\$ 72,497	\$ 171,015
Gastos acumulados y provisiones	32,127	21,582	43,381
Efecto de la combinación de negocios IGM	1,257	1,355	1,453
Beneficios a los empleados	8,941	6,845	5,941
Inventarios	4,941	1,909	2,768
Pérdida crediticia esperada	127	159	139
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	8,644	6,593	10,360
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	95,743	128,791	252,908
Efecto de desconsolidación (a)	(5,845)	(47,938)	(155,574)
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 89,898	\$ 80,853	\$ 97,334
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Propiedad, planta y equipo	\$ (192,394)	\$ (228,634)	\$ (318,297)
Arrendamientos financieros	(279,605)	(282,525)	(285,000)
Efecto del valor presente de los activos e intangibles de Ventika	(79,867)	(83,054)	(86,241)
Gastos pagados por anticipado	(6,181)	(4,396)	(4,693)
Otros	(1,708)	(16,221)	(12,957)
Activos por derecho de uso	(12,047)	—	—
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	(571,802)	(614,830)	(707,188)
Efecto de desconsolidación (a)	5,845	47,938	155,574
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (565,957)	\$ (566,892)	\$ (551,614)

- 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 2019, 2018 y 2017.
- i. 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.
 - ii. Al 31 de diciembre 2019 , la Compañía no reconoció un activo por impuestos diferidos por la cantidad de \$26.2 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		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Activos	\$ 89,898	\$ 80,853	\$ 97,334
Pasivos	\$ (565,957)	\$ (566,892)	\$ (551,614)
	<u>\$ (476,059)</u>	<u>\$ (486,039)</u>	<u>\$ (454,280)</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 2019, son:

Año de vencimiento	Pérdidas fiscales amortizables	IMPAC recuperable
2020	\$ 1,750	\$ 163
2021	1,458	163
2022	576	163
2023	492	163
2024	2,411	163
2025	1,502	163
2026	36,141	163
2027	3,058	163
2028	17,231	161
2029	8,231	—
	<u>\$ 72,850</u>	<u>\$ 1,465</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 \$72.8 millones y \$1.4 millones, respectivamente.

25.5. Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar

	31/12/19	Por los años terminados el	
		31/12/18	31/12/17
Impuestos a la utilidad por recuperar:			
ISR por recuperar	\$ 22,061	\$ 74,806	\$ 81,909
Impuestos a la utilidad por pagar:			
ISR por pagar	\$ (62,699)	\$ (63,044)	\$ (3,384)

26. Capital contable

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Capital social	\$ 955,239	\$ 963,272	\$ 963,272
Aportación adicional de capital	2,342,883	2,351,801	2,351,801
	<u>\$ 3,298,122</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. 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 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”). El 21 de marzo de 2013, la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en el 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).

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) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.0 pesos 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 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. Constitución de fondo de compra de acciones propias

Durante la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía que ocurrió el 14 de junio de 2018, se aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo de hasta \$250.0 millones. Este monto fue restablecido en la Asamblea General de Accionistas del 30 de abril de 2019.

Al 6 de agosto de 2019 y al 31 de diciembre 2018, la Compañía recompró 4,620,000 y 2,000,000 acciones por un total de \$16.9 y \$7.2 millones, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía ha cancelado las acciones en tesorería.

Accionistas de la Compañía	Numero de Acciones	Por el año que término el 31 de diciembre de 2019 (Pesos)			Total de Acciones en dólares
		Acciones Fijas	Acciones Variables	Total	
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 751,825
Público Inversionista	510,365,500	—	5,103,655,000	5,103,655,000	203,414
	<u>1,529,403,812</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 15,293,988,120</u>	<u>\$ 15,294,038,120</u>	<u>\$ 955,239</u>

Accionistas de la Compañía	Numero de Acciones	Por el año que término el 31 de diciembre de 2018 y 2017 (Pesos Mexicanos)			Total de Acciones en dólares
		Acciones Fijas	Acciones Variables	Total	
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 751,825
Público Inversionista	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 2019, 2018 y 2017 a través de Asamblea General Ordinaria 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
22 de octubre de 2019	\$	220,000
24 de julio de 2018		210,000
25 de julio de 2017		200,000

27.1. Dividendo por acción

	Centavos por acción por el año terminado el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
IEnova	\$ 0.14	\$ 0.14	\$ 0.13

28. Información por segmentos

28.1. Cambio en el reporte de segmentos

En febrero de 2020, IEnova aprobó un cambio en sus segmentos reportables, a partir del 1 de enero de 2020, para mejorar la visibilidad del rendimiento de cada negocio y permitir que el negocio responda a las necesidades de la administración de manera más efectiva. Por lo tanto, la información presentada en los segmentos reportables al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 fue reexpresada.

Criterios de Agregación:

IEnova agrupa sus segmentos de acuerdo a la naturaleza de las actividades de negocio, teniendo como principal punto de partida la interrelación de sus actividades en las operaciones del negocio como la principal característica económica relevante. Para llegar a la agregación de los segmentos operativos a reportarse consideró dentro de la evaluación la naturaleza de los productos o servicios, los procesos de operación, la categoría de los clientes de los productos y el marco regulatorio existente y de lo anterior concluyó que los segmentos reportables identificados por IEnova son los siguientes:

Gas:

El segmento de Gas incluye los activos que IEnova desarrolla, posee y opera o tiene participación en ductos de gas natural, GLP, un etanoducto, y las operaciones de transporte, distribución y venta de gas natural, en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Durango, Tamaulipas, Chiapas, San Luis Potosí, Tabasco, Veracruz, Nuevo León y Jalisco, México. El criterio de agregación en este segmento, incluyó el análisis específico de las actividades de distribución, venta de gas natural, las cuales no pueden ser desarrolladas sin en el sistema de ductos para transporte, por lo que la administración las considera la evaluación del desempeño de estas actividades en su conjunto. En adición la operación de transporte y distribución de gas natural, etanoducto y GLP se encuentra regulada por la CRE, quien establece los lineamientos para la operación, así como tarifas máximas para cada servicio a ser cobradas a los clientes, y la autorización para la comercialización de gas natural en México.

Energía:

El segmento de Energía incluye tres tipos de tecnología: solar, eólica y de ciclo combinado en base a gas natural. Asimismo, participan en dos mercados, México y California en Estados Unidos. En todos los proyectos la naturaleza del producto es energía eléctrica, la cual es de característica única, independientemente de la tecnología con que se haya generado, y los mercados son de características similares en su operación, con ciertas diferencias regulatorias o contractuales, por ejemplo, por ser de índole de exportación. Como característica importante los clientes en el sector de energía son entidades que requieren consumos mínimos para realizar sus operaciones independientemente de la tecnología que las produzca.

La administración considera que el reportar el segmento de energía eléctrica independientemente de su tecnología, tiene el beneficio de la compensación natural del portafolio por su diversificación de tecnología y clientes, sinergias de la administración y operación, normatividad similar de los sistemas eléctricos, entre otros.

Almacenamiento:

En este segmento se agrupa la terminal de GNL en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL. Adicionalmente, se incluye las operaciones de cuatro esferas de almacenamiento GLP en Jalisco, México. La Compañía tiene en desarrollo proyectos para la construcción de terminales marinas y terrestres para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales estarán ubicadas en Veracruz, Estado de México, Puebla, Baja California, Sinaloa, Colima y Jalisco, México. La agregación en este segmento se basa en la naturaleza y operación de los activos, las actividades también son incluidas en la ley de hidrocarburos y los clientes son Compañías autorizadas para comercializar dichos productos.

La operación de las terminales, tendrán sinergias importantes en las formas de operación, asignación de capacidad, procedimientos y protocolos de seguridad, así como similitudes en los contratos con los diferentes clientes (tarifas fijas por capacidad y variables), asegurando los retornos esperados de la inversión en dichos activos. La siguiente información se proporciona para ayudar a los usuarios de los estados financieros durante la transición a la nueva estructura de informes de segmento. El cambio no afecta las políticas contables ni la base de preparación de la información financiera.

A continuación, se resumen los cambios realizados en los segmentos comerciales de informes:

1. Los proyectos Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. (“ECA”), Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. (“TDN”), TDF y terminales marinas y terrestres se han trasladado del segmento de Gas a un nuevo segmento de "Almacenamiento".
2. Servicios DGN de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. (“SDGN”), Gasoductos de Ingeniería, S. de R. L. de C. V. (“GI”) y Servicios de Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. (“SECA”) se trasladaron del segmento Gas a un segmento Corporativo no reportable.
3. Las eliminaciones intersegmento / intrasegmento junto con Corporativo son presentados en una columna por separado.

La información del segmento operativo al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 es la siguiente:

2019					
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 894,790	\$ 156,477	\$ 323,131	\$ 4,858	\$ 1,379,256
Ingresos intercompañía	89,618	83,703	—	(173,321)	—
Ingresos	984,408	240,180	323,131	(168,463)	1,379,256
Costo de ingresos	(434,529)	(198)	(128,327)	171,961	(391,093)
Gastos de operación, administración y otros	(124,494)	(51,408)	(37,847)	3,424	(210,325)
UAIIDA	425,385	188,574	156,957	6,922	777,838
Depreciación y amortización	(66,084)	(48,298)	(42,912)	1,495	(155,799)
Utilidad de operación	359,301	140,276	114,045	8,417	622,039
Ingresos por intereses					45,665
Costos financieros					(132,849)
Otras pérdidas					25,619
Pérdida antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					560,474
Gasto por impuesto a la utilidad					(132,558)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					39,769
Utilidad del período					<u>\$ 467,685</u>

2018					
	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 903,741	\$ 153,716	\$ 308,244	\$ 2,854	\$ 1,368,555
Ingresos intercompañía	114,635	83,297	—	(197,932)	—
Ingresos	1,018,376	237,013	308,244	(195,078)	1,368,555
Costo de ingresos	(444,942)	(175)	(137,468)	196,794	(385,791)
Gastos de operación, administración y otros	(119,143)	(57,148)	(41,282)	3,054	(214,519)
UAIIDA	454,291	179,690	129,494	4,770	768,245
Depreciación y amortización	(64,509)	(39,949)	(34,288)	1,589	(137,157)
Utilidad de operación	389,782	139,741	95,206	6,359	631,088
Ingresos por intereses					27,449
Costos financieros					(122,879)
Otras pérdidas					8
Pérdida antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					535,666
Gasto por impuesto a la utilidad					(143,064)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					37,984
Utilidad del período					<u>\$ 430,586</u>

2017

	Gas	Almacenamiento	Electricidad	Corporativo y Eliminaciones	Consolidado
Ingresos externos	\$ 842,304	\$ 148,314	\$ 229,356	\$ 2,931	\$ 1,222,905
Ingresos intercompañía	115,081	83,189	—	(198,270)	—
Ingresos	957,385	231,503	229,356	(195,339)	1,222,905
Costo de ingresos	(420,965)	(163)	(108,170)	197,452	(331,846)
Gastos de operación, administración y otros	(111,968)	(46,308)	(47,036)	2,330	(202,982)
UAIIDA	424,452	185,032	74,150	4,443	688,077
Depreciación y amortización	(49,900)	(39,859)	(31,125)	1,864	(119,020)
Deterioro	—	—	(63,804)	—	(63,804)
Utilidad de operación	374,552	145,173	(20,779)	6,307	505,253
Ingresos por intereses					22,808
Costos financieros					(73,501)
Otras pérdidas					(40,900)
Pérdida antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos					413,660
Gasto por impuesto a la utilidad					(104,163)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos					\$ 44,677
Utilidad del período					<u>354,174</u>

Por los años terminados el

	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 5,795,587	\$ 5,735,059	\$ 5,569,420
Almacenamiento	2,126,634	1,719,083	1,438,728
Electricidad	1,720,286	1,408,760	1,176,115
Corporativo y eliminaciones	(90,001)	(94,305)	(20,404)
Total activos consolidados	<u>\$ 9,552,506</u>	<u>\$ 8,768,597</u>	<u>\$ 8,163,859</u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$ 2,087,468	\$ 2,125,645	\$ 2,243,112
Almacenamiento	776,212	408,176	279,127
Electricidad	1,193,539	929,937	758,345
Corporativo y eliminaciones	538,050	551,089	366,688
Total pasivos consolidados	<u>\$ 4,595,269</u>	<u>\$ 4,014,847</u>	<u>\$ 3,647,272</u>

28.2. Otra información por segmento

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Gas	\$2,369,759	\$2,251,708	\$2,166,234	\$ (293,055)	\$ (229,834)	\$ (161,694)
Almacenamiento	1,892,969	1,592,817	1,472,680	(428,554)	(389,875)	(350,964)
Electricidad	1,402,750	1,150,247	686,195	(265,568)	(232,776)	(24,885)
Corporativo y eliminaciones	(31,160)	(46,917)	(50,505)	(9,179)	(8,456)	(7,605)
	<u>\$5,634,318</u>	<u>\$4,947,855</u>	<u>\$4,274,604</u>	<u>\$ (996,356)</u>	<u>\$ (860,941)</u>	<u>\$ (545,148)</u>

	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Gas	\$ 63,238	\$ 62,702	\$ 48,952	\$ 109,494	\$ 93,221	\$ 204,303
Almacenamiento	46,544	39,571	39,290	287,340	125,590	1,149
Electricidad	42,137	34,228	31,049	247,123	222,384	8,373
Corporativo y eliminaciones	3,880	656	(271)	20,127	1,550	3,237
	<u>\$ 155,799</u>	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>	<u>\$ 664,084</u>	<u>\$ 442,745</u>	<u>\$ 217,062</u>

28.3. Ingreso por segmento

Las siguientes tablas muestran los números reformulados de los segmentos operativos anteriores revelados:

	Ingresos			
	2019			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 1,054,218	\$ (240,180)	\$ 170,370	\$ 984,408
Almacenamiento	—	240,180	—	240,180
Electricidad	323,131	—	—	323,131
Corporativos y eliminaciones	1,907	—	(170,370)	(168,463)
	<u>\$ 1,379,256</u>			<u>\$ 1,379,256</u>

	Ingresos			
	2018			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 1,058,535	\$ (237,013)	\$ 196,854	\$ 1,018,376
Almacenamiento	—	237,013	—	237,013
Electricidad	308,244	—	—	308,244
Corporativos y eliminaciones	1,776	—	(196,854)	(195,078)
	<u>\$ 1,368,555</u>			<u>\$ 1,368,555</u>

	Ingresos			
	2017			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 991,690	\$ (231,503)	\$ 197,198	\$ 957,385
Almacenamiento	—	231,503	—	231,503
Electricidad	229,356	—	—	229,356
Corporativos y eliminaciones	1,859	—	(197,198)	(195,339)
	<u>\$ 1,222,905</u>			<u>\$ 1,222,905</u>

28.4. *Activos y pasivos por segmentos*

Las siguientes tablas muestran los números reformulados de los segmentos operativos anteriores revelados:

	Activos			
	2019			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 7,030,018	\$ (2,126,634)	\$ 892,203	\$ 5,795,587
Almacenamiento	—	2,126,634	—	2,126,634
Electricidad	1,654,192	—	66,094	1,720,286
Corporativos y eliminaciones	868,296	—	(958,297)	(90,001)
	<u>\$ 9,552,506</u>			<u>\$ 9,552,506</u>

	Activos			
	2018			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 6,705,011	\$ (1,719,083)	\$ 749,131	\$ 5,735,059
Almacenamiento	—	1,719,083	—	1,719,083
Electricidad	1,356,815	—	51,945	1,408,760
Corporativos y eliminaciones	706,771	—	(801,076)	(94,305)
	<u>\$ 8,768,597</u>			<u>\$ 8,768,597</u>

	Activos			
	2017			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 6,425,446	\$ (1,438,728)	\$ 582,702	\$ 5,569,420
Almacenamiento	—	1,438,728	—	1,438,728
Electricidad	1,170,970	—	5,145	1,176,115
Corporativos y eliminaciones	567,443	—	(587,847)	(20,404)
	<u>\$ 8,163,859</u>			<u>\$ 8,163,859</u>

	Pasivos			
	2019			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 1,306,150	\$ (776,212)	\$ 1,557,530	\$ 2,087,468
Almacenamiento	—	776,212	—	776,212
Electricidad	690,230	—	503,309	1,193,539
Corporativos y eliminaciones	2,598,889	—	(2,060,839)	538,050
	<u>\$ 4,595,269</u>			<u>\$ 4,595,269</u>

	Pasivos			
	2018			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 1,066,774	\$ (408,176)	\$ 1,467,047	\$ 2,125,645
Almacenamiento	—	408,176	—	408,176
Electricidad	655,386	—	274,551	929,937
Corporativos y eliminaciones	2,292,687	—	(1,741,598)	551,089
	<u>\$ 4,014,847</u>			<u>\$ 4,014,847</u>

	Pasivos			
	2017			
	Anterior	Almacenamiento	Otros	Actual
Gas	\$ 1,031,448	\$ (279,127)	\$ 1,490,791	\$ 2,243,112
Almacenamiento	—	279,127	—	279,127
Electricidad	652,502	—	105,843	758,345
Corporativos y eliminaciones	1,963,322	—	(1,596,634)	366,688
	<u>\$ 3,647,272</u>			<u>\$ 3,647,272</u>

Para los efectos de monitorear el desempeño de los segmentos y asignar los recursos entre los segmentos:

- i. Todos los activos se asignan a segmentos reportables. El crédito mercantil es asignado a segmentos reportables.
- ii. Todos los pasivos son asignados a segmentos reportables excepto principalmente financiamiento Corporativo.

28.5. Ingresos externos por segmento y subsegmento

El siguiente es un análisis de los ingresos de la Compañía por sus principales tipos de productos y servicios:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
	(Nota 12)	(Nota 12)	(Nota 12)
Distribución	\$ 72,880	\$ 74,671	\$ 114,327
Transporte	440,339	468,582	448,054
Venta de gas natural	381,571	360,488	279,923
Almacenamiento	156,477	153,716	148,314
Electricidad	323,131	308,244	229,356
Corporativo y otros	4,858	2,854	2,931
Total de Ingresos de operaciones	<u>\$ 1,379,256</u>	<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>

Venta de gas natural incluye otros ingresos operativos, se conforman principalmente de:

- a. IEnova Marketing recibió pagos de SLNGIH y SLNGI relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de \$102.1, \$98.5 y \$103.0 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 respectivamente los cuales se encuentran presentados dentro del rubro de ingresos en los Estados Consolidados de Ganancias.

El 3 de agosto de 2018, como parte de la disolución de SLNGIH se ejecutó un acuerdo entre IEnova Marketing y SLNGIH, mediante el cual se transfirieron las obligaciones de indemnización de SLNGIH a SLNGI, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en inglés (“LNG SPA”) celebrado entre IEnova Marketing y SLNGI.

- b. 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 continua en operación.

29. Ingresos

29.1. Distribución por tipo de ingresos

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 al 31 de diciembre 2019 y 2018:

	Por el año terminado	
	31/12/19	31/12/18
Ingresos de actividades ordinarias:		
Contratos con clientes*	\$ 818,695	\$ 847,729
Arrendamiento*	190,281	180,281
Derivados	81,721	69,617
Otros- Venta de gas natural	176,271	171,206
Otros - No IFRS 15	112,288	99,722
Total ingresos	<u>\$ 1,379,256</u>	<u>\$ 1,368,555</u>

*Se reclasifica arrendamiento operativo correspondiente a TDN por un monto de \$18.6 millones al 31 de diciembre de 2018.

29.2. Distribución por tipo de ingresos

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 2019 y 2018:

	Por el año terminado	
	31/12/19	31/12/18
Generación de energía	\$ 311,193	\$ 307,039
Transporte de gas*	266,337	300,730
Almacenamiento y regasificación*	135,686	134,970
Distribución de gas natural	74,277	78,647
Servicios administrativos	31,202	26,343
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 818,695</u>	<u>\$ 847,729</u>

Satisfacción de obligaciones:

	Por el año terminado	
	31/12/19	31/12/18
A lo largo del tiempo	\$ 818,695	\$ 847,729

*Los proyectos de TDN, TDF, terminales marinas y terrestres han trasladado del segmento de Gas al segmento Almacenamiento con un impacto de \$42.0 y \$40.7 millones al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente como consecuencia del cambio de los segmentos reportables.

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.

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. La asignación de estos ingresos se realiza 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 en 2018.

Una descripción detallada de las principales características por tipo de producto o servicios se presenta a continuación:

a. 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 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.

Pima Solar. En marzo de 2017, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 20 años con DeAcero para suministrarle energía, certificados de energía limpia y potencia generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora, México. La central solar fotovoltaica tiene una capacidad de 110 MW.

El 1 de abril de 2019, la gerencia declaró el término de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Pima Solar.

La Rumorosa Solar y Proyecto Tepezalá Solar. El 28 de septiembre de 2016, la Compañía, resultó ganadora de dos proyectos solares licitados por el CENACE, 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. Tepezalá Solar se desarrollará en conjunto con Trina Solar, quien tiene el 10 por ciento de la participación en este proyecto.

El 1 de junio de 2019, la gerencia declaró el termino de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Rumorosa Solar.

El 6 de octubre de 2019, la gerencia declaró el termino de construcción y el inicio de operaciones comerciales del proyecto Tepezalá Solar

Estos ingresos se reconocen bajo PPA a largo plazo mediante la venta de electricidad a medida que la energía se entrega en el punto de interconexión. Se factura a los clientes según el volumen de energía entregado a las tarifas establecidas de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato.

b. *Ingresos por transporte de gas*

Los servicios de transporte se proporcionan a través de acuerdos a largo plazo basados en una tarifa establecida al inicio del contrato y la Compañía está obligada a transportar y entregar gas natural y otros productos al cliente desde el punto de recepción hasta el punto de entrega, sujeto a un mínimo/ máximo.

La tarifa de uso variable depende del volumen entregado. El precio de venta independiente se establece al inicio de cada contrato y según el acuerdo, podría basarse en una tarifa regulada o una tarifa convencional.

c. *Ingresos por servicios de almacenamiento y regasificación*

El gas natural siempre permanece como propiedad de los clientes del servicio de almacenamiento, quienes pagan una tarifa global, que incluye dos componentes:

- i. Una tarifa fija, que reserva el derecho a almacenar gas natural en las instalaciones de la Compañía.
- ii. Una tarifa por unidad, para los volúmenes inyectados o retirados del almacenamiento.

El componente de tarifa fija de la tasa global se reconoce como ingresos en el período en que se presta el servicio. El cargo por unidad se reconoce como ingreso cuando los volúmenes se inyectan o se retiran de las instalaciones de almacenamiento.

d. *Ingresos por servicios administrativos*

Los ingresos de los servicios prestados bajo los acuerdos de administración de energía generalmente se obtienen a medida que los servicios se prestan y se reconocen a lo largo del tiempo a medida que los clientes reciben y consumen los beneficios de dichos servicios. A los clientes se les factura por los servicios con base a una tarifa anual fija y los pagos generalmente tienen un vencimiento de un mes. Ciertos acuerdos permiten el reembolso de gastos cuando la Compañía actúa como agentes de los afiliados, tal es el caso en la gestión de facturación y arrendamiento de personal de otros afiliados. En tales casos, registramos los ingresos netos de los gastos relacionados incurridos.

e. *Distribución de gas natural*

Los ingresos se generan a través de los cargos por el servicio de distribución facturados mensualmente a sus clientes. El precio de compra del gas natural para la Compañía se basa en los índices de precios internacionales y se traslada directamente a los clientes. Los cargos por el servicio de distribución del sistema ECO están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. La estructura de tarifas actual del gas natural minimiza el riesgo de mercado al que está expuesta la Compañía, ya que las tarifas se ajustan regularmente con base en la inflación y la fluctuación en los tipos de cambio. Los ajustes en razón de la inflación toman en consideración los componentes del costo incurridos tanto en México como en los Estados Unidos, de manera que los costos incurridos en este último país puedan incluirse en las tarifas finales.

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 2019 y 2018:

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de enero de 2018	\$ —	\$ (834)
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	—	(4,347)
Reclasificaciones a cuentas por cobrar	—	—
Saldos al 31 de diciembre de 2018 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (11,984)</u>

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de enero de 2019	\$ —	\$ (11,984)
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	—	(3,781)
Cobros de efectivo	—	—
Pagos por adelantado	—	—
Reclasificaciones a cuentas por cobrar	—	—
Saldos al 31 de diciembre de 2019 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (15,765)</u>

*Los pasivos por contrato se encuentran dentro del rubro Otros pasivos a largo plazo en los Estados Consolidados de Posición Financiera (Ver Nota 19).

a. Cuentas por cobrar de ingresos de contratos con clientes

La tabla a continuación muestra la composición de los saldos por cobrar asociados con los ingresos de contratos con clientes que se presentan en los Estados Consolidados de Posición Financiera.

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Cuentas por cobrar - comerciales, neto	\$ 59,330	\$ 101,038	\$ 68,991
Cuentas por cobrar - otras, netas	80,077	52,611	25,802
Total	<u>\$ 139,407</u>	<u>\$ 153,649</u>	<u>\$ 94,793</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

Obligaciones de desempeño pendientes		En millones
2020	\$	403
2021		396
2022		399
2023		396
2024		342
En adelante		4,530
Total de Ingresos por reconocer	\$	<u>6,466</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.

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 2019 y 2018.

30. Ingresos por intereses

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 12)	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)
Ingresos por intereses:			
Partes relacionadas no consolidadas	\$ 41,766	\$ 24,405	\$ 21,651
Inversiones bancarias	3,899	3,044	1,157
	<u>\$ 45,665</u>	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 12)	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	\$ 41,766	\$ 24,405	\$ 21,651
Inversiones mantenidas al vencimiento	3,899	3,044	1,157
	<u>\$ 45,665</u>	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>

31. Gastos de operación, administración y otros gastos

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 12)	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)
Compras de servicios	\$ 80,306	\$ 101,490	\$ 81,954
Gastos por beneficios a los empleados	102,441	88,231	78,033
Compras de materiales	22,774	20,750	22,305
Servicios externos y otros	4,804	4,048	20,690
	<u>\$ 210,325</u>	<u>\$ 214,519</u>	<u>\$ 202,982</u>

Dentro de los servicios externos y otros se incluyen cargos relacionados a arrendamientos de terrenos y edificios de bajo valor y menores a un año.

32. Otras ganancias (pérdidas), netas

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 12)	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)
Ganancias (pérdidas) netas en moneda extranjera (a)	\$ 27,116	\$ (6,104)	\$ (37,027)
(Pérdidas) ganancias netas en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (b)	(1,364)	3,415	(6,135)
Otras (pérdidas) ganancias	(133)	2,697	2,262
	<u>\$ 25,619</u>	<u>\$ 8</u>	<u>\$ (40,900)</u>

- a. La ganancia y pérdida cambiaría en moneda extranjera fue de \$29.9, \$(2.9) y \$(34.9) millones por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 respectivamente, derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos, otorgado a IMG para el desarrollo del proyecto gasoducto marino South of Texas - Tuxpan, por la parte proporcional del financiamiento de este proyecto. (ver Nota 10.2.).
- b. Este importe representa un cambio en el FV de los swaps de tasa de interés y las liquidaciones correspondientes. (ver Nota 24.).

33. Costos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 12)	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)
Intereses	\$ (124,804)	\$ (104,711)	\$ (68,058)
Intereses capitalizados (a)	22,454	10,746	10,181
Provisión de retiro de activos	(2,803)	(2,552)	(2,249)
Otros costos financieros	(7,403)	(8,615)	(5,037)
Intereses de préstamos de partes relacionadas no consolidables	(10,972)	(17,747)	(8,338)
Intereses por arrendamientos financieros	(9,321)	—	—
	<u>\$ (132,849)</u>	<u>\$ (122,879)</u>	<u>\$ (73,501)</u>

- a. Ver Nota 14., por los intereses capitalizados de activos calificables.

34. Depreciación y amortización

	Por los años terminados el		
	31/12/19 (Nota 14, 15, 38)	31/12/18 (Nota 14, 15, 38)	31/12/17 (Nota 14, 15, 38)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 133,682	\$ 126,839	\$ 110,461
Amortización de activos por derecho de uso	11,777	—	—
Amortización de otros activos	10,340	10,318	8,559
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 155,799</u>	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>

35. Utilidad por acción básica y diluida.

35.1. Utilidad por acción básica

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Básica y diluida por acción	\$ 0.31	\$ 0.28	\$ 0.23

35.2. Utilidad por acción básica y diluida

Las utilidades y el promedio ponderado de acciones utilizado en el cálculo de las utilidades básicas y diluidas por acción son las siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/19	31/12/18	31/12/17
Utilidad del año base para el cálculo de la utilidad básica y diluida por acción	\$ 468,241	\$ 430,592	\$ 354,174
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas por acción	1,530,116,250	1,533,857,145	1,534,023,812

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente dilutivas.

36. Compromisos

36.1. Compromisos de venta

- a. **GRO.** Ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme ("FTSAs", por sus siglas en inglés) con ocho clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural, que se define como cantidades máximas diarias ("CMD") medidos en dekatherms por día ("Dth/d"). Los FTSAs establecen una tarifa al servicio de transporte, que puede ser una tarifa convencional o una tarifa regulada. Estas tarifas son aplicadas a la capacidad reservada de transporte diaria de los clientes. Las tarifas convencionales suelen permanecer fijas durante la vigencia del contrato. Las tarifas reguladas se ajustarán anualmente a la inflación y otros factores, por las regulaciones y la autorización de la CRE. El rango de los 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. El otro 50 por ciento de la capacidad es un contrato por 20 años con IEnova Marketing, parte relacionada.

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:

	Sásabe	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 las 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 19 abril de 2017, y tendrán vigencia 30 de abril de 2020, respectivamente.

El 15 de febrero de 2001, firmó un contrato con la CFE para el incremento de la capacidad máxima diaria de transporte de gas natural hacia Chihuahua, mediante la adición de un sistema de compresión de gas natural. La vigencia del contrato es de 20 años, (a partir de la fecha de operación comercial de dicha estación 12 de noviembre de 2001), con derecho de renovación por 5 años adicionales. La capacidad máxima diaria que cubre este contrato es de 60 MPCPD.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1, firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad reservada en base firme de 100 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2015 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad en base interrumpible de 72 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2015 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 31 de octubre de 2014, celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con CFE, por una capacidad en base interrumpible de 50 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, con una vigencia al 31 de diciembre de 2014 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firme de 40 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con Pemex TRI el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 16 de diciembre de 2014, celebró el segundo convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con Energía Chihuahua el 21 de diciembre de 2012, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD, a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2015, y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 17 de febrero de 2012, firmó un contrato de servicios de almacenamiento para suministro de GLP, con Pemex TRI. Este contrato es bajo el esquema de servicio de almacenamiento en base firme con una capacidad de almacenamiento reservada de 4,470 MPCPD equivalente a 30,000 bpd. El contrato tiene una vigencia de 15 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa convencional, que representa la tarifa regulada por la CRE menos 1.2 por ciento. Este contrato fue cedido en la totalidad de los derechos y obligaciones, junto con todos sus anexos, a TdN, mediante la firma de un convenio modificatorio al contrato de fecha 18 de junio de 2012 entre IENova Pipelines, TdN y Pemex TRI.

- f. **GAP.** En octubre 2012, recibió autorización de la CFE de dos contratos para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 835 Km (500 millas), conectando los estados de Sonora y Sinaloa en el Norte de México (“Gasoducto Noroeste” también conocido como “Gasoducto Sonora”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos. El Gasoducto Noroeste comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 Km, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MPCPD; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 Km, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MPCPD. El precio estimado por MPCPD es \$250 aproximadamente. La Compañía estima que el costo total del Gasoducto del Noroeste será de \$1,000 millones, aproximadamente, y se completará en agosto de 2016. La capacidad del Gasoducto del Noroeste está totalmente contraída por la CFE en virtud de dos contratos en firme de 25 años denominados en dólares.

Para garantizar el cumplimiento durante la etapa de construcción hasta la fecha programada de operación comercial del Gasoducto Noroeste, GAP emitió 2 cartas de garantía bancaria irrevocable por \$90.0 millones y \$65.0 millones a favor de CFE, con vigencia anual, y prorrogable de manera automática por periodos anuales hasta el 30 de noviembre 2039 y hasta el 31 de octubre de 2041, respectivamente.

- g. *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 1 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 periodo ESJH estará obligado a vender a la CFE 117,064 CEL por año, el contrato surtió efecto el 1 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 surte efecto a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales el 6 de octubre 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 surte efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales el 6 de octubre 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 periodo, ESJR I está obligado a vender a la CFE 285,606 CEL por año, el contrato surte efecto a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales 6 de octubre 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 fue a partir del 1 de abril 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. Se espera que inicie en abril de 2020 se incluyan 2,100,000 barriles de capacidad de almacenamiento. 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 650,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales durante el primer trimestre de 2020. 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 Estado de México.*** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales, 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 650,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales ocurra el primer trimestre de 2020. 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 varían para cada cliente. Al 31 de diciembre de 2017, IEnova Marketing firmó siete contratos de suministro con un vencimiento promedio inferior a 5 años.

El 1 de julio de 2015, celebró un contrato con SLNGI, de transferencia del 65 por ciento de pérdidas y ganancias bajo el esquema de indemnización con fecha 3 de agosto de 2018 vigencia hasta el 30 de agosto de 2029.

El 1 de febrero de 2013, firmó un contrato con Scheduling Agreement y SG&PM; el contrato termina el 31 de diciembre de 2022. El contrato tiene como objetivo comprometer el servicio de SGEN al suministro de gas en los puntos de distribución de SG&PM.

El 1 de enero de 2013 y el 1 de septiembre de 2014, firmó dos contratos de compra de gas natural con SLNGI. Los contratos terminan el 20 de agosto de 2029 y el 31 de diciembre de 2022, respectivamente (equivalentes a 16.6 años y a 8.3 años, respectivamente). La capacidad adquirida es de 188,000,000 MMBtu/año y 400 MMBtu/d, respectivamente.

- n. *GdT.*** Celebró un contrato de servicios de transporte con compresión de gas natural con Pemex TRI. 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. en marzo 2019, Energía Sierra Juárez 2 U. S., LLC cedió este contrato a Energía Sierra Juárez 1 U. S., LLC. Se estima que la fecha de operación comercial sea en 19 de julio de 2021.
- 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 2020.
- 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 por 15 años.

Con fecha 14 de marzo de 2018, la Compañía firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP, por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal por 10 años.

- w. **Terminal 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. Su fecha de término en Chevron es de 15 años y con Marathon 10 años.
- 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., 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.
- z. **Don Diego.** 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 segundo trimestre de 2020.

36.2. Compromisos de compra

- a. **TDM.** El 31 de mayo de 2019, la Compañía firmó un acuerdo de servicios (CSA) para el mantenimiento de turbinas de gas y vapor, que incluye el reemplazo de piezas y una fecha de terminación de 10 años. Los pagos en 2019 \$ 6.1 millones. Los pagos futuros en efectivo contractuales son los siguientes:

Año	Monto
2020	\$ 5,140
2021	2,640
2022	6,160
En adelante	8,500
	<u>\$ 22,440</u>

- b. **ECA.** Celebró un contrato de servicio con Turbinas Solar, S. A. de C. V. ("Turbinas Solar") que cubre el mantenimiento extendido de cinco turbinas de gas. En abril de 2014, Turbinas Solar cedió el acuerdo a Servicios de Turbinas Solar, 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; el 31 de marzo de 2018 se extendió el contrato con fecha 31 de agosto 2019 y el 16 de agosto de 2019 se firmó un adendum, el plazo de este acuerdo fue extendido y termina el 31 de diciembre de 2020.

Durante 2019 y 2018, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1.3 millones y \$1.4 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto
2020	<u>\$ 1,982</u>

- c. **IEnova.** Con fecha 1 de enero 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios de Tecnología de la Información con Sempra Infrastructure, LLC ("Sempra Infrastructure") (antes U. S. Gas & Power) (parte relacionada en Estados Unidos). Conforme a este contrato, Sempra Infrastructure prestará a la Compañía de ciertos servicios de tecnología de la información, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a conforme a este contrato, una tarifa anual de aproximadamente \$6.8 millones. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años con opción de ampliarse cinco años más.
- d. **GdT.** El 5 de diciembre de 2012, celebró un convenio de compresión con Pemex TRI, para la prestación de servicios de compresión en base interrumpible por Pemex TRI a GdT, la inversión es por un monto de \$4.6 millones que será utilizado para la rehabilitación de la estación de compresión 19 y PGPB reintegrará el 75 por ciento de dicho costo y sólo pagará el 25 por ciento a Pemex TRI. El 1 de enero de 2016 este convenio de compresión se transfirió al CENEGAS.
- e. **TDF.** El 15 de diciembre de 2005, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2019 y 2018, 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
2020	\$ 5,692
2021	5,692
2022	5,692
En adelante	17,075
	<u>\$ 34,151</u>

- f. **TdN.** El 21 de febrero de 2012, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el servicio de almacenamiento de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2019 y 2018, los pagos derivados de este contrato fueron de \$3.0 millones y \$3.0 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2020	\$ 3,047
2021	3,047
2022	3,047
En adelante	27,927
	<u>\$ 37,068</u>

- g. **GdS.** El 16 de abril del 2014, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de etano. Este contrato tiene una vigencia de 20.5 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial del primer segmento. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2019 y 2018, 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
2020	\$ 6,201
2021	6,201
2022	6,201
En adelante	72,856
	<u>\$ 91,459</u>

- h. **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 2019 y 2018 fueron de \$3.1 millones y \$2.5 millones, respectivamente. Los pagos futuros se muestran a continuación:

Año	Monto
2020	\$ 5,038
2021	3,080
2022	835
En adelante	1,477
	<u>\$ 10,430</u>

Durante 2017, GSCA y GdT celebraron varios contratos de O&M. Los pagos realizados durante 2019 y 2018 fueron de \$1.0 millones y \$1.3, millones respectivamente.

- i. **IEnova Marketing.** Con fecha 1 de mayo de 2008, firmó un contrato con MGI Supply, LTD ("MGI") de compra de capacidad de transporte de gas natural con GAP (antes El Sistema North Baja). Se adquirió la capacidad de 210 Dth/d. El contrato tiene una vigencia de 14 años (termina el 31 de agosto de 2022).

El 24 de noviembre de 2016, firmó un contrato de compra de gas natural con SG&PM para garantizar los contratos de suministro con sus clientes. La capacidad adquirida es variable y el promedio de vencimientos de los contratos es menor a 5 años.

- j. **GAP Estación de Compresión.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$22.6 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	<u>\$ 4,367</u>

- k. **Licencias de software.** Durante 2018, la Compañía realizó la compra de licencias de software. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los pagos realizados de dicho contrato fueron \$4.7 millones. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	\$ 1,100
2020	880
2021	880
Posteriores	880
	<u>\$ 3,740</u>

- l. **Proyecto Solar Tepezalá.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron \$59.8 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	<u>\$ 11,294</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 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$0.4 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	<u>\$ 1,964</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 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$0.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	\$ 285
2021	285
2022	285
Posteriores	3,987
	<u>\$ 4,842</u>

- m. **Border Solar Construcción.** Durante 2019, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del parque solar en Cd. Juarez. Durante el período de doce meses terminado el 31 de diciembre 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$28.0 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	\$ <u>104,862</u>

El 31 de octubre de 2019, la Compañía, firmó contratos para la adquisición de transformadores de energía para la subestación del parque solar, incluye todas las licencias, tarifas, impuestos, cargos por embalaje o transporte, carga y servicios relacionados aplicable, los pagos futuros de este contrato serán \$1.5 millones.

- n. **Don Diego Solar.** Durante 2019, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del parque Solar en Benjamin Hill Sonora. Durante el período de doce meses terminado el 31 de diciembre 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$97.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	\$ <u>2,647</u>

- o. **Estación de Compresión Sonora.** Durante 2019, la Compañía celebró un contrato para la ingeniería, procura y construcción de la estación de compresión de Gas Natural en Pitiquito Sonora, con fecha de 15 de agosto 2019, por un monto de \$64.6 millones, esto por un plazo de 1 año.

La compañía, también celebró varios contratos para la construcción del proyecto en 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$3.6 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2020	\$ <u>61,014</u>

- p. **Proyecto ERP.** Durante el 2019, la compañía celebró varios contratos por servicios derivados de la implementación del nuevo sistema ERP “SAP e implementaciones al mismo”, el contrato se celebró el 27 de junio 2019 sin fecha de vencimiento. La implementación del ERP “SAP” tiene servicio de datos maestros, licencias, servicios de asesoría.

Durante el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre 2019, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$ 8.1 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto	
2020	\$	5,140
2021		1,989
2022		1,485
Posteriores		1,459
	\$	<u>10,073</u>

- q. **Terminales.** Durante el 2018, las Compañías del segmento líquidos celebraron varios contratos para la Construcción de los proyectos de terminales, durante el ejercicio 2019 sus pagos realizados fueron \$174.02 millones y futuros son los siguientes:

Descripción de Terminales	Año	
	2020	2021
Proyecto Terminal de Puebla	\$ 66,815	\$ —
Proyecto Terminal de la Ciudad de	60,580	—
Proyecto Terminal de Marina en	215,696	—
Veracruz	1,175	—
Proyecto Terminal Baja Refinados	205,154	15,569
Proyecto Terminal Manzanillo	111,232	—
Proyecto Terminal Topolobampo		
	\$ <u>660,652</u>	\$ <u>15,569</u>

- r. **DEN.** Durante 2019, la Compañía celebró dos contratos de mantenimiento; el primer DDV firmado el 23 de diciembre de 2019, con vigencia de dos años y el segundo DCVG firmado el 2 de enero de 2019 con vigencia de 1 año, correspondientes a la construcción del proyecto. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los pagos bajo estos contratos fueron de \$ 3.0 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto	
2020	\$	<u>791</u>

37. Contingencias

a. **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.

b. **Se proponen sanciones por delitos organizados por contrabando, fraude fiscal, facturas fiscales fraudulentas**

- i. El 8 de noviembre de 2019, se publicaron varias enmiendas a la legislación que contiene una nueva estrategia para combatir el fraude fiscal y mejorar la recaudación de ingresos al equiparar efectivamente ciertas actividades con el crimen organizado, que podrían estar sujetas a sanciones (encarcelamiento y la incautación / subasta de los activos de un contribuyente).
- ii. La legislación modifica varias disposiciones penales y hace que la facturación falsa y ciertos casos de fraude fiscal estén sujetos a las mismas consecuencias que se aplican al crimen organizado.

iii. Tres o más personas serían castigadas como miembros de un grupo de delincuencia organizada si se organizan para llevar a cabo, de forma permanente o junto con otras actividades, tener como propósito o resulten en la comisión de cualquiera de los siguientes delitos:

- Contrabando o un delito comparable descrito en el Código Fiscal Federal
- Fraude fiscal o un delito comparable descrito en el Código Tributario Federal, pero solo si el monto en cuestión excede de 7.8 millones de pesos.
- La emisión, venta, compra o adquisición, directamente o a través de una parte interesada, de facturas fiscales que respaldan actividades inexistentes, falsas o simuladas cuando la persona a sabiendas permite o publica, por cualquier medio, anuncios para la adquisición o venta de estas facturas. (“Facturación fiscal fraudulenta”), solo si las facturas son por un monto o valor superior a \$7.8 millones de pesos.

iv. La comisión de estos crímenes también merecería la detención preventiva.

v. La facturación fiscal fraudulenta se castigaría con prisión de dos a nueve años.

c. La Reforma Tributaria se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre y el 9 de diciembre de 2019. La mayor parte de la Reforma entrará en vigor el 1 de enero de 2020. Las modificaciones a la Ley Tributaria mexicana más relevantes se resumen a continuación:

i. Impuesto sobre la renta

- La Reforma establece para los contribuyentes con gastos por intereses superiores a \$ 20 millones de pesos una limitación de deducción de gastos por intereses netos igual al 30 por ciento del “utilidad fiscal ajustada”. Los gastos por intereses no deducibles de cada año se pueden transferir por 10 años.
- La Reforma limita la deducción de los pagos realizados, directa o indirectamente, a partes relacionadas cuyos ingresos se consideren sujetos a un régimen fiscal preferente (“REFIPRE”). La Reforma establece que no serán deducibles los pagos realizados directa, indirectamente o mediante un “acuerdo estructurado” a entidades cuyos ingresos se consideren sujetos a REFIPRE, incluido el costo de ventas y servicios.

ii. IVA

- La prestación de servicios independientes por un tercero es un tema que también se aborda en esta reforma fiscal. Cuando un tercero que pone personal a disposición del cliente o contribuyente, independientemente de la forma legal del contrato, el lugar donde se presta el servicio o quien dirige al personal, se deberá efectuar una retención de IVA del 6 por ciento sobre la contraprestación pagada por estos servicios. Los contribuyentes que estando obligados a efectuar la retención no la efectúen, no podrán tomar la deducción para efectos del impuesto sobre la renta, asimismo, el IVA que les haya sido trasladado por los pagos realizados por los servicios de subcontratación no será acreditable.
- Se establece que el IVA a favor solo se puede recuperar mediante acreditamiento o devolución.

iii. Código de impuestos federales.

- Se establece una regla general contra la evasión que dará a las autoridades fiscales mexicanas la facultad de recharacterizar una transacción a efectos fiscales si la transacción no tuviera una razón de negocios. Las autoridades fiscales pueden recharacterizar la transacción a una que represente el beneficio económico razonablemente esperado para el contribuyente.

- La Reforma Tributaria establece medidas en base al reporte de la Acción BEPS 12 al introducir requisitos obligatorios de presentación de informes o “esquemas reportables” para asesores fiscales y contribuyentes. Los contribuyentes estarán obligados a informar sobre transacciones que su asesor no informe. Las transacciones que se realicen en 2020 serán reportables a partir de 2021. Para los beneficios fiscales obtenidos en 2020 o años posteriores, los contribuyentes pueden estar obligados a informar ciertas transacciones realizadas antes de 2020.

La Compañía realizó la evaluación del impacto contable y fiscal de la Reforma fiscal 2020 en su información financiera y concluyó, con base en los hechos y circunstancias a la fecha de la autorización de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, que no se tuvieron impactos significativos a dicha fecha. No obstante, la administración evaluará posteriormente los hechos y circunstancias que pudieran cambiar en el futuro, especialmente por las reglas particulares que emitirán las autoridades fiscales o la interpretación e éstas últimas sobre la aplicación de la Reforma Fiscal 2020.

iv. Nuevos impuestos sobre la venta de gasolina y gas natural en Baja California. El 31 de diciembre de 2019, el Congreso de Baja California aprobó la creación de los siguientes impuestos locales:

- Impuesto sobre la primera venta de gasolina, gas natural y otros derivados del petróleo crudo. Se establece un impuesto al ingreso mensual total generado por la primera venta de gasolina, gas natural y otros derivados del petróleo crudo realizado en el territorio de Baja California, calculado a una tasa del 2.5 o 5 por ciento a pagar mensualmente el día 15 de cada mes. Este impuesto fue creado a través de enmiendas a la Ley de Finanzas de Baja California.
- Impuesto sobre la venta de gasolina y otros derivados del petróleo crudo. Un impuesto al ingreso mensual total generado por la venta de gasolina y otros derivados del petróleo crudo realizado en el territorio de Baja California (este impuesto cubre tanto la primera venta como las ventas posteriores de gasolina y otros derivados del petróleo crudo), calculado a la tasa de 2.5 o 5 por ciento. El impuesto se pagará mensualmente el día 25 del mes siguiente. Este impuesto fue creado a través de enmiendas a la Ley de Ingresos de Baja California.
- No está claro si el Congreso de Baja California tenía la intención de crear dos impuestos diferentes. En cualquier caso, estas enmiendas gravan la primera y posteriores ventas de gasolina, gas natural y otros derivados del petróleo crudo en el territorio de Baja California.

d. La Reforma Tributaria se publicó el 31 de diciembre de 2018, 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 de 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 ISR e IVA, aplicables a quienes tengan su domicilio fiscal, sucursales o establecimientos en la región fronteriza norte. Los estímulos consisten en lo siguiente:

- i. Un crédito fiscal por el equivalente a la tercera parte del ISR del ejercicio o de los pagos provisionales relacionados con los ingresos obtenidos en la región, excepto los que deriven de los bienes intangibles y el comercio digital.
- ii. Una reducción del 50 por ciento del IVA por la enajenación de bienes, prestación de servicios y uso o goce temporal de bienes entregados materialmente o servicios prestados en la región, excepto venta de inmuebles e intangibles y el suministro de contenidos digitales.

Demanda de Amparo presentada el 12 de febrero 2020 por IEnova Marketing, ECAL, ECO y TDM, mediante el cual las partes quejas como enajenantes de gas natural en el territorio de Baja California o bien como compradores de dicha mercancía, combaten el “Impuesto Sobre la Venta de Primera Mano de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación al medio ambiente” previsto en la Ley de Hacienda del Estado de Baja California, asimismo, combaten los artículos de la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California que establecen el “Impuesto Ambiental Sobre Venta de gasolina y demás derivados del petróleo por afectación del medio ambiente”, previsto en la Ley de Ingresos para el Estado de Baja California, aprobados por el Congreso de Baja California, publicados en el Periódico Oficial del Estado el 31 de diciembre de 2019.

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:

- 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. Demanda de Amparo presentada por TAG Pipelines Norte en contra de Clausura de la válvula MLV2211, del Gasoducto Los Ramones II Norte, realizada por el Municipio de Dr. Arroyo, Nuevo León, por la supuesta falta de la Licencia de Uso de Edificación, derivada de una supuesta inspección ordenada en el oficio número 001/2019 de fecha 21 de febrero de 2019, llevada a cabo el día 25 de febrero de 2019. TAG Pipelines Norte promovió Juicio de Amparo ante el Juzgado Tercero de Distrito. en Materia Administrativa en Monterrey, Nuevo León, cuyo cuaderno de amparo es el 413/2019 siendo las autoridades responsables el Presidente Municipal de Dr. Arroyo, los Síndicos Primero y Segundo de dicho Municipio, y el Secretario de Desarrollo Urbano y Obras Públicas. Es de resaltar que en fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, a petición vía exhorto, del Municipio de Dr. Arroyo Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la Resolución contenida en el oficio número 090/2019, de fecha 29 de marzo de 2019, por la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un Crédito Fiscal. La Resolución 090/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019, cuyo proceso continúa.
- d. En fecha 8 de octubre de 2019, el Municipio de Aramberri, Nuevo León, notificó a TAG Pipelines Norte la resolución contenida en el oficio número 122/2019, de fecha 29 de marzo de 2019, por supuestamente no haber cubierto en su totalidad diversas contribuciones como el permiso de uso de suelo, aprobación de planos de construcción, y la falta de licencia de uso de edificación, mediante la cual pretende imponer un crédito fiscal. La Resolución 122/2019 del 29 de marzo de 2019, es combatida mediante juicio de nulidad ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo con sede en Monterrey, Nuevo León, cuya demanda fue presentada el 18 de octubre de 2019.
- e. Baja Mar vs ECA, Juicio de amparo indirecto 390/2018 que conoce el Juzgado 8 de Distrito con residencia en Ensenada, Baja California presentado por Santander como fiduciario de los inmuebles que integran el conjunto turístico Bajamar, en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. El juicio principal se encuentra suspendido, debido a un recurso de queja pendiente de resolverse, en contra de la admisión de una prueba de la quejosa. Respecto la suspensión definitiva de los actos reclamados, originalmente se concedió la misma, sin embargo, IEnova logró que se dejara sin efectos.
- f. Juicio de amparo indirecto número 603/2018 que conoce el Juzgado 9 de Distrito con residencia en Ensenada, B.C. presentado por Asociación de Colonos Bajamar, A. C. en contra de los permisos expedidos por la ASEA para construir y operar una terminal de licuefacción de gas natural. ECA recientemente fue notificada del juicio. La audiencia constitucional está fijada para el 24 de febrero de 2020. El Juez negó la suspensión definitiva de los actos reclamados, lo cual fue recurrido por la quejosa, impugnación que está pendiente de resolverse.

- g. *Demanda de Amparo en contra de los permisos emitidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente ("ASEA") y por la Secretaría de Energía de México ("SENER") relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental 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. *Aplicación de IFRS o IAS nuevas y revisadas que son obligatorias para el año en curso.*

En el periodo, la Compañía ha aplicado una serie de nuevas IFRS y modificaciones a las mismas emitidas por el IASB, las cuales son obligatorias y entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2019.

IFRS 16	<i>Arrendamientos</i>
Enmiendas a la IFRS 9	<i>Funciones de prepago con compensación negativa</i>
Enmiendas a la IAS 28	<i>Intereses a largo plazo en asociados y empresas conjuntas</i>
IFRIC 23	<i>Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta</i>
Enmiendas a la IAS 19	<i>Modificación, reducción o liquidación del plan</i>
Enmiendas a la IFRS 3 e IFRS 11	<i>Combinaciones de negocios y acuerdos conjuntos</i>
IAS 12	<i>Impuestos a las ganancias</i>
IAS 23	<i>Costos por préstamos</i>

La adopción de las normas mencionadas arriba no tuvo impacto material en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía excepto por lo siguiente:

IFRS 16

La IFRS 16 fue publicada en enero de 2016 y sustituye a la IAS 17, 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. La contabilidad para los arrendadores, sin embargo, permanece con la distinción entre dichas clasificaciones de arrendamiento. La IFRS 16 fue efectiva para periodos que iniciaron el 1 de enero de 2019 o después.

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.

El pasivo por arrendamiento 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 por préstamo. 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 reestructurado.

La Compañía utilizó el método retrospectivo modificado al 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma es aplicada retrospectivamente con efecto acumulado a la fecha de adopción. La Compañía eligió utilizar el expediente práctico de transición que permite únicamente aplicar la nueva norma a los contratos previamente identificados como arrendamientos bajo IAS 17 y la IFRIC 4, *Determinación de cuando un contrato contiene un arrendamiento* a la fecha de adopción inicial. La Compañía también eligió utilizar la excepción para aquellos arrendamientos menores a 12 meses y que no contienen opción de compra (arrendamientos a corto plazo) y contratos de arrendamiento con activos de bajo valor.

El efecto de la adopción de la IFRS 16 al 1 de enero de 2019 es el siguiente:

	A partir de 01/01/19
Activos por derecho de uso	\$ 164,540
Otros activos (reclasificación de pagos anticipados y otros pasivos)	(71,030)
	<u>\$ 93,510</u>
Pasivos por arrendamiento:	
Pasivos a corto plazo por arrendamiento *	\$ (18,027)
Pasivos a largo plazo por arrendamiento	(75,483)
Total de Pasivos por arrendamiento	<u>\$ (93,510)</u>

* *Excluidos 2,735.0 de pasivos por arrendamientos al cierre de 2018.*

Naturaleza del efecto de la adopción de la IFRS 16

La Compañía tiene contratos de arrendamiento por terrenos y edificios (oficinas). Antes de la adopción de la IFRS 16, la Compañía clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario) en la fecha de inicio, ya sea como un arrendamiento financiero o como un arrendamiento operativo. Un arrendamiento fue clasificado como un arrendamiento financiero si transfirió sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo arrendado a la Compañía; de lo contrario se clasificó como un contrato de arrendamiento operativo. Los arrendamientos financieros se capitalizaron al comienzo del arrendamiento en el FV de la fecha de inicio de la propiedad arrendada o, si es inferior, en el valor actual de los pagos mínimos de arrendamiento. Los pagos de arrendamiento fueron prorrateados entre intereses (reconocidos como costos financieros) y la reducción del pasivo del arrendamiento.

En un contrato de arrendamiento operativo, la propiedad arrendada no se capitalizó y los pagos de arrendamiento se reconocieron como gastos de renta en resultados bajo el método de línea recta durante el plazo de arrendamiento. Cualquier pago anticipado por renta y la renta a corto plazo fueron reconocidos en el rubro de otros activos como pagos anticipados.

Tras la adopción de la IFRS 16, la Compañía aplicó un único enfoque de reconocimiento y medición para todos los arrendamientos, excepto para arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. La norma proporciona requisitos de transición específicos y enfoques prácticos, que ha sido aplicado por la compañía.

Arrendamientos contabilizados anteriormente como arrendamientos operativos

La Compañía reconoció activos de derecho de uso y pasivos por arrendamiento para aquellos arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos, a excepción de arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. Los activos de derecho de uso para la mayoría de los arrendamientos se reconocieron en base al valor en libros como si la norma se hubiera aplicado siempre, aparte del uso de la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la solicitud inicial. En algunos arrendamientos, los activos del derecho de uso se reconocieron en función de la cantidad igual a los pasivos de arrendamiento, ajustados para cualquier pago de arrendamiento anticipado y acumulado relacionado previamente reconocido.

Los pasivos por arrendamiento se reconocieron en función del valor actual de los pagos de arrendamiento restantes, descontados utilizando la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la solicitud inicial.

La compañía también aplicó los enfoques prácticos disponibles en los que:

- i. Utilizó la misma tasa de descuento para el portafolio de arrendamientos con características razonablemente similares.
- ii. Se basó en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos inmediatamente antes de la fecha de la adopción inicial.
- iii. Aplicó las exenciones de arrendamientos a corto plazo, a arrendamientos con un plazo de arrendamiento que finaliza dentro de los 12 meses en la fecha de adopción inicial.
- iv. Excluyeron los costos iniciales directos de la medición del activo de uso, a la fecha de la adopción inicial.

Basado en lo anterior, al 1 de enero de 2019:

- i. Los activos por derecho de uso de \$164,540.0 fueron reconocidos y presentados separadamente en el Estado Consolidados de Situación Financiera.
- ii. Se reconocieron pasivos por arrendamientos adicionales de \$96,245.0 (incluyen intereses).
- iii. Los pagos anticipados de \$68,295.0 y las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar de \$ 2,735.0 relacionados con arrendamientos operativos anteriores fueron dados de baja.
- iv. Los pasivos por impuestos diferidos incrementaron en \$28,873.5 y los activos por impuestos diferidos también incrementaron por dicho importe.

Los pasivos por arrendamiento al 1 de enero de 2019 pueden conciliarse con los compromisos de arrendamiento operativo a 31 de diciembre de 2018 de la siguiente manera:

Compromisos por arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018.	\$ 234,068
Menos:	
Compromisos relacionados con arrendamientos a corto plazo y arrendamiento de activos de bajo valor	22,343
	<hr/>
Compromisos por arrendamientos operativos al 1 de enero de 2019.	211,725
Promedio ponderado de tasa de descuento al 1 de enero de 2019	8.57%
Pasivos por arrendamiento al 1 enero de 2019	<u>\$ 96,245</u>

Importes reconocidos en los Estados Consolidados de Situación Financiera y de Ganancias

A continuación, se indican el importe en libros de los activos y pasivos por arrendamiento de la Compañía y los movimientos durante el período:

	Derecho de uso de activos	Pasivo por arrendamientos
Al 1 de enero de 2019	\$ 164,540	\$ (96,245)
Adiciones	24,331	(24,433)
Gastos por depreciación	(11,784)	—
Gastos por intereses	—	(9,401)
Pagos	—	27,440
Revaluación de moneda extranjera	—	(3,049)
Cambio en los pagos mínimos de arrendamiento por la actualización del índice de inflación	(1,246)	1,246
Al 31 de diciembre de 2019	<u>\$ 175,841</u>	<u>\$ (104,442)</u>

Enmiendas a la IFRS 9

Las enmiendas a la IFRS 9 aclaran que con el propósito de evaluar si un prepago cumple con la condición de Pagos Únicos de Capital e Intereses ("SPPI" por sus siglas en inglés), la parte que ejerce la opción puede pagar o recibir una compensación razonable por el prepago independientemente de la cual sea la razón. En otras palabras, los prepagos con compensación negativa no fallan automáticamente SPPI.

La enmienda se aplicó a los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019 o después. Existen disposiciones de transición específicas que dependen de cuándo se apliquen las enmiendas por primera vez, en relación con la aplicación inicial de la IFRS 9. La administración no tuvo un impacto en la aplicación de las enmiendas en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

No se tuvo un impacto en la aplicación de las modificaciones en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

Enmiendas a la IAS 28

La enmienda aclara que la IFRS 9, incluidos sus requisitos de deterioro, se aplica a los intereses a largo plazo. Además, al aplicar la IFRS 9 a los intereses a largo plazo, una compañía no tiene en cuenta los ajustes a su valor en libros requeridos por la IAS 28 *Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos* (es decir, ajustes al valor en libros de los intereses a largo plazo que surgen de la asignación de pérdidas de la participada o evaluación de deterioro de acuerdo con la IAS 28).

Las enmiendas se aplican retrospectivamente a los períodos anuales de presentación de informes que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se aplican disposiciones de transición específicas dependiendo de si la primera aplicación de las enmiendas coincide con la de la IFRS 9.

No se tuvo un impacto en la aplicación de las modificaciones en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

IFRIC 23

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a las ganancias cuando los tratamientos fiscales implican incertidumbre que afecta la aplicación de la IAS 12. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la IAS 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- i. Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado
- ii. Las suposiciones que una entidad hace sobre el examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales
- iii. Cómo una entidad determina la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas fiscales.
- iv. Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias

Una entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento fiscal incierta por separado o junto con una o más tratamientos fiscales inciertas. El enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre necesita seguimiento.

La Compañía aplica un juicio importante en la identificación de tratamientos fiscales inciertos. Dado que la Compañía opera en un entorno multinacional complejo, evaluó si la interpretación tuvo un impacto en sus Estados Financieros Consolidados.

Tras la adopción de la interpretación, la Compañía considera que tiene tratamientos fiscales inciertos, en particular las relacionadas con los precios de transferencia. Las declaraciones de impuestos de la Compañía y de las subsidiarias en diferentes jurisdicciones incluyen deducciones relacionadas con los precios de transferencia y las autoridades fiscales pueden impugnar esos tratamientos fiscales. La Compañía determinó, basándose en su estudio de cumplimiento tributario y precios de transferencia, que es probable que las autoridades tributarias acepten sus tratamientos fiscales (incluidos los de las subsidiarias). La interpretación no tuvo impacto en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la IAS 19 - Modificación, reducción o liquidación del plan

Las modificaciones a la IAS 19 tratan la contabilidad cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de informe.

Al contabilizar los planes de beneficios definidos según la IAS 19, la norma generalmente requiere que las entidades midan el costo actual del servicio utilizando supuestos actuariales determinados al comienzo del período anual de la presentación del informe. De manera similar, el interés neto generalmente se calcula multiplicando el pasivo (activo) del beneficio neto definido por la tasa de descuento, ambos determinados al comienzo del período anual de la presentación del informe. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período anual de la presentación del informe, la entidad debe:

- Determinar el costo actual del servicio por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales utilizados para volver a medir el pasivo (activo) del beneficio neto definido que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.
- Determinar el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo) del beneficio neto definido que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para volver a medir ese pasivo (activo) neto por beneficios definidos.

Una modificación, reducción o liquidación del plan puede reducir o eliminar un superávit en un plan de beneficios definidos, lo que puede hacer que cambie el efecto del techo del activo.

Las modificaciones aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del tope del activo. Este importe se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del tope del activo después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los montos incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, que reduce un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del tope del activo no se compensan con dichos importes.

La Compañía no tuvo un impacto en la aplicación de las modificaciones en los Estados Financieros Consolidados, ya que no se han producido modificaciones, reducciones o liquidaciones del plan.

IFRS 3 e IFRS 11

Las enmiendas de IFRS 3 aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de una empresa que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación comercial alcanzada en etapas, incluyendo la remediación de intereses previamente mantenidos en los activos y pasivos de la operación conjunta a FV. Al hacerlo, el adquirente remide todo su interés previamente retenido en la operación conjunta.

Una entidad aplica esas enmiendas a la combinación de negocios para la cual la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza a partir del 1 de enero de 2019, con la adopción anticipada permitida.

Una parte que participa en una operación conjunta, pero no tiene el control conjunto de una, podría obtener el control conjunto de la operación conjunta en la que la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como se define en la IFRS 3. Las enmiendas aclaran que los intereses mantenidos anteriormente en esa operación conjunta no se vuelven a medir.

Estas enmiendas no tuvieron impacto en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía, ya que no hay ninguna transacción en la que se obtenga un control conjunto durante 2019.

IAS 12

Las enmiendas aclaran que las consecuencias del impuesto sobre la renta de los dividendos están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles para los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias del impuesto sobre la renta de los dividendos en resultados, otros ingresos integrales o patrimonio según el lugar en el que se reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Dado que en la práctica actual de la Compañía está alineada con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

IAS 23 Costos de los préstamos

Las enmiendas aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente hecho para desarrollar un activo que califica cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos, si el préstamo específico continúa vigente a la fecha.

Dado que la práctica actual de la Compañía está alineada con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

b. IFRS nuevas y revisadas emitidas aun 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:

- Modificaciones a la IFRS 3 - *Definición de negocio*
- Modificaciones a la IAS 1 y IAS 8 - *Materialidad*
- IFRS 17 - *Contratos de Seguros*
- Modificaciones a la IFRS 9, IAS 39 y IFRS 7 *instrumentos financieros* - Reforma a la tasa de interés de referencia
- Modificaciones a la IAS 1 - *Clasificación de pasivos a corto plazo o a largo plazo*

La Compañía se encuentra en proceso de evaluar los posibles impactos de estas reformas.

39. Eventos posteriores a la fecha de reporte.

39.1 Gasoducto Guaymas-El oro

El 13 de enero de 2020, el contrato de Guaymas - El Oro extendió el período de suspensión hasta el 15 de mayo de 2020. (Ver Nota 1.2.16.).

39.2. Incremento de Capital de ICM

El 23 de enero de 2020, ICM emitió 3,324,000 nuevas acciones (con un valor nominal de \$1 dólar por acción) a favor de IEnova, con esto su participación incrementa a 58.2 por ciento.

39.3. Disposiciones de línea de crédito

El 27 de enero y 11 de febrero de 2020, en relación a la línea de crédito mencionada en la Nota 22.a., la Compañía dispuso \$50.0 y \$20.0 millones, respectivamente, para financiar capital de trabajo y para fines corporativos generales.

39.4. Contratos de crédito a largo plazo

El 13 de marzo de 2020, la Compañía informó que U.S. International Development Finance Corporation (“DFC”) aprobó un financiamiento de largo plazo para IEnova hasta por \$241 millones.

El 26 de marzo de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con una vigencia de 15 años por \$100 millones con Japan International Cooperation Agency (“JICA”).

Estos préstamos serán parte de la estructura de financiamiento que la Compañía firmó en noviembre de 2019 con IFC y NADB (Ver Nota 23.h).

Los fondos se utilizarán para financiar y/o refinanciar la construcción del portafolio de proyectos de generación solar de IEnova.

39.5. Evaluación del impacto de COVID - 19

El brote del nuevo coronavirus (“COVID - 19”) a partir de finales de enero de 2020 se ha extendido rápidamente a muchas partes del mundo. En marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el COVID - 19 como pandemia. La pandemia ha resultado en cuarentenas, restricciones de viaje y desaceleración operativa en lugares donde IEnova opera, principalmente en México.

En comparación al primer trimestre de 2020, el segundo trimestre ha tenido más impacto en México en términos de la cantidad de infecciones y muertes por COVID-19, 260,000 y 31,000 (total), respectivamente, según fuentes oficiales.

Tan pronto como se declaró la pandemia y se presentaron los primeros casos en territorio mexicano, Sempra Energy, nuestra entidad controladora e IEnova tomó directrices estratégicas para proteger a sus empleados e inversionistas en México, entre las que se encuentran la conformación de la "Equipo Activo de Ejecutivos en Gestión de Crisis" para mitigar los impactos de COVID - 19 (respaldado por un experto líder en enfermedades infecciosas), la implementación de prohibiciones de viaje, restricciones de acceso a la oficina y una mayor sanitización en las áreas de trabajo.

Además, como una actualización del brote COVID - 19 y en línea con Sempra, monitoreamos continuamente cuatro elementos principales:

- Protocolo de la fuerza laboral - revisamos los protocolos para los empleados en el sitio; los que pueden trabajar de forma remota continúan haciéndolo durante el segundo trimestre de 2020.
- Exposición al cliente - durante el segundo trimestre de 2020, los clientes privados continúan representando más del 50 por ciento de los ingresos totales.

- Exposición volumétrica - Durante el segundo trimestre de 2020, la mayoría de los contratos con los clientes siguen siendo contratos de “take or pay” y son denominados en dólares americanos, con un promedio de vida restante de 21 años. Sin embargo, IEnova continuará evaluando la capacidad de recuperación y la recolección considerando el efecto en la cadena de suministro. Es posible que ciertos clientes experimenten retrasos en los pagos y otros detengan temporalmente sus operaciones. Esto podría implicar que nuestros clientes requieren tiempo adicional para pagarnos, lo que puede requerir que registremos provisiones adicionales para cuentas dudosas. Al 30 de junio de 2020, nuestra cobranza no presentaba problemas de recuperación y se mantiene en línea con los términos de vencimiento originales. nosotros estamos continuamente evaluando y trabajando con los clientes para resolver cualquier posible problema de crédito. Al 30 de junio de 2020 no hemos aumentado la estimación para cuentas incobrables.
- Despliegue de capital - aunque no esperamos efectos importantes como cancelaciones de proyectos de infraestructura, como resultado de la pandemia actual, es razonable esperar que parte de la construcción difiera del inicio de operación comercial (“COD” por sus siglas en inglés) original esperado, sin embargo estos cambios no son considerados significativos.

IEnova es una de las primeras compañías sin inversión gubernamental en ingresar al negocio de infraestructura energética en México como se describe en la Nota 1.a. Durante los últimos 23 años, la Compañía ha incrementado su presencia como líder en inversión privada en el sector energético mexicano (incluso a través de nuevos proyectos de desarrollo, crecimiento orgánico, adquisiciones y diversificando su tipo de activos y base de clientes) y es reconocida como una de las empresas del sector más grandes del país.

El sector energético ha sido considerado "esencial" por las autoridades mexicanas, lo que nos ha permitido operar prácticamente ininterrumpidamente durante este segundo trimestre de 2020. Aunque la demanda de electricidad, gas natural, gasolina y otros combustibles ha disminuido en el último trimestre, principalmente debido al confinamiento social y otras restricciones a la movilidad (similar a lo observado en el resto del mundo), se espera que IEnova continúe brindando servicios de energía de manera normal.

IEnova tiene suficiente liquidez para cubrir sus costos de operativos, gastos y obligaciones financieras. Al 30 de junio de 2020, la Compañía tenía aproximadamente \$1,100.0 millones de dólares de efectivo y líneas de crédito comprometidas disponibles que contribuyen a un capital de trabajo saludable. La empresa no ha tenido que despedir a empleados y, además, no ha hecho reducciones salariales para los trabajadores.

A la fecha de hoy, la pandemia de COVID - 19 no ha tenido un impacto material en nuestros resultados de operación, sin embargo, hemos observado otras compañías, incluidas nuestras contrapartes actuales y futuras, clientes y socios, así como el gobierno, incluidos nuestros reguladores y otros órganos de gobierno que afectan nuestro negocio, tomando precaución y medidas preventivas para abordar COVID - 19, y ellos puedan tomar medidas adicionales que alteren sus operaciones normales. Estas acciones podrían resultar en una reducción material en el efectivo recibido de nuestros clientes, lo que podría tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

El grado total en que el COVID - 19 puede afectar los resultados de operaciones de la Compañía o la liquidez es incierto, y podría depender de los próximos desarrollos sobre una vacuna o medicamentos aprobados que ayuden a tratar los efectos del coronavirus en las personas, sobre la nueva información que pueda surgir con respecto a la duración y gravedad de la pandemia COVID - 19, y sobre las acciones tomadas por las autoridades locales (federales y gubernamentales), que están fuera de nuestro control.

El Consejo de Administración y la alta administración trabajan de manera continua para minimizar el impacto negativo de la pandemia COVID - 19, a través de la planeación de crisis, comunicación efectiva y cooperación.

39.6. Calificación crediticia

El 17 de abril de 2020, la Compañía, informó que Fitch bajó la calificación crediticia de IEnova a BBB / Estable desde BBB+ / Estable, por consecuencia de la baja en la calificación soberana de México a BBB-/Estable desde BBB/Estable.

El 21 de abril de 2020, la Compañía, informó que Moody’s bajó la calificación crediticia de IEnova a Baa2 (escala global) desde Baa1 y a Aa2. mx (escala nacional de México) desde Aa1. mx. La perspectiva permanece negativa.

La baja de las calificaciones surge a partir de las recientes acciones de calificaciones y perspectivas del Gobierno de México (Baa1 negativa), la Comisión Federal de Electricidad (Baa1/Aa1.mx negativa) y Petróleos Mexicanos (Ba2/A2. mx negativa).

Moody's ratificó que la acción del día de hoy se balancea con el perfil estable de IEnova del flujo de efectivo proveniente de un portafolio diversificado de contratos de compra take-or-pay de largo plazo denominados en dólares.

39.7. Adquisición de participación no controladora

El 28 de abril de 2020, IEnova adquirió 10 por ciento adicional en el proyecto solar de Tepezalá por un monto de \$1.1 millones de dólares incrementando su participación a 100 por ciento.

39.8. Cambios en la regulación de Energías Renovables

El 29 de abril de 2020, el CENACE de México emitió una orden que asegura salvaguardará la red eléctrica nacional de México de las interrupciones que pueden ser causadas por proyectos de energía renovable. La orden suspende todas las pruebas preoperatorias legalmente obligatorias que serían necesarias para que los nuevos proyectos de energía renovable comiencen a operar y evita que dichos proyectos se conecten a la red eléctrica nacional hasta nuevo aviso. Los proyectos de IEnova afectados por la orden presentada para protección legal a través de demandas de amparo (demanda de protección constitucional), y en junio de 2020, recibieron una medida cautelar permanente hasta que las demandas son resueltas por los tribunales.

El 15 de mayo de 2020, la SENER de México publicó una resolución para establecer pautas destinadas a garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de electricidad de la red nacional al reducir la amenaza que, según afirma, es causada por energía limpia e intermitente. La resolución cambia significativamente la política de México sobre energía renovable e incluye los siguientes elementos clave:

- proporciona instalaciones de generación de electricidad no renovables, principalmente plantas de energía no renovables, acceso preferencial o acceso más fácil a la red eléctrica nacional de México, al tiempo que aumenta las restricciones de acceso a la red por parte de las instalaciones de energía renovable;
- otorga a la CRE y al CENACE una amplia autoridad para aprobar o denegar permisos y solicitudes de interconexión de productores de energía renovable; y
- impone medidas restrictivas en el sector de las energías renovables, incluido el requisito de que todos los permisos y acuerdos de interconexión incluyan una cláusula de terminación anticipada en caso de que el proyecto de energías renovables no realice ciertas mejoras adicionales, a solicitud de la CRE o CENACE, de acuerdo con un acuerdo específico calendario.

Los proyectos de energía renovable de IEnova, incluidos aquellos en construcción y en servicio, presentaron reclamos de amparo el 26 de junio de 2020 y recibieron medidas cautelares permanentes el 17 de julio de 2020. Además, el 22 de junio de 2020, COFECE, el regulador antimonopolio de México, presentó una queja con la Corte Suprema de México contra la resolución de SENER. La queja de COFECE fue confirmada por el tribunal y, a la espera de la decisión final del tribunal, la decisión suspende indefinidamente la resolución publicada en mayo de 2020.

El 28 de mayo de 2020, la CRE aprobó una actualización de las tarifas de transmisión incluidas en los contratos de energía renovable y cogeneración heredados, basándose en la afirmación de que las tarifas de transmisión heredadas no reflejaban costos justos y proporcionales para proporcionar los servicios aplicables y, por lo tanto, crearon condiciones competitivas injustas. Para las instalaciones o proyectos de IEnova que actualmente son titulares de dichos contratos heredados, cualquier aumento en las tasas de transmisión se transmitirá directamente a sus clientes. IEnova espera presentar reclamos de amparo por sus proyectos afectados en el tercer trimestre de 2020.

IEnova y otras compañías afectadas por estas nuevas órdenes y regulaciones han impugnado las órdenes y regulaciones al presentar demandas de amparo, algunas de las cuales han recibido una medida cautelar temporal o permanente. Las medidas cautelares ordenadas por el tribunal brindan seguridad hasta que el Tribunal Federal de Distrito de México finalmente resuelva los reclamos de amparo, cuyo momento es incierto. Una decisión final desfavorable sobre estos desafíos de amparo, pueden afectar nuestra capacidad de operar nuestras instalaciones eólicas y solares, lo que podría tener un impacto adverso inmaterial a los resultados de operación y flujos de efectivo, así como nuestra capacidad de recuperar los valores de nuestros libros de nuestras inversiones en energía renovable en México.

39.9. ECA LNG JV Exportación de licuefacción

A través de un acuerdo de JV, Sempra LNG e IEnova están desarrollando un proyecto de licuefacción de gas natural propuesto en la planta de regasificación de ECA de la cual es dueña IEnova. El proyecto de instalación de licuefacción propuesto está previsto para su desarrollo en dos fases (un proyecto de escala media denominado ECA LNG JV Fase 1 y un proyecto a gran escala denominado ECA LNG JV Fase 2), que se está desarrollando para proporcionar a los compradores acceso directo a los suministros de GNL de la costa oeste. La planta de regasificación de ECA LNG tiene actualmente contratos rentables de regasificación a largo plazo para el 100 por ciento de la capacidad de la instalación de regasificación hasta 2028, se está tomando la decisión sobre si el proyecto de licuefacción ECA LNG JV Fase 2 depende, en parte sobre, si la inversión en un mecanismo de licuefacción a gran escala a largo plazo, sería más beneficioso financieramente que seguir suministrando servicios de regasificación bajo nuestros contratos existentes. No creemos que el desarrollo de la ECA LNG Fase 1 de GNL interrumpa las operaciones en las instalaciones de regasificación de ECA LNG.

En marzo de 2019, ECA LNG JV recibió dos autorizaciones del DOE (Departamento de Energía, ("DOE" por sus siglas en inglés) para exportar gas natural producido en Estados Unidos a México y para reexportar GNL a países no pertenecientes al TEMEC desde su proyecto ECA LNG JV Fase 1, una instalación de exportación de licuefacción de gas natural en tren con una capacidad de placa de 3.25 millones de toneladas por año ("Mtpa") y capacidad de absorción inicial de aproximadamente de 2.5 Mtpa , y su proyecto ECA LNG JV Fase 2, cada uno de los cuales están en desarrollo.

El 27 de febrero de 2020, se celebró un contrato de Adquisiciones de Ingeniería para Construcción ("EPC" por sus siglas en inglés) con TechnipFMC para la ingeniería, adquisición y construcción de ECA LNG JV Fase 1. No tenemos ninguna obligación de seguir adelante con el contrato EPC, y podemos liberar a TechnipFMC para realizar partes del trabajo de conformidad con avisos limitados para continuar. Planeamos liberar completamente a TechnipFMC para realizar todo el trabajo para construir ECA LNG JV Fase 1 sólo después de llegar a la decisión final de inversión (FID por sus siglas en Inglés) con respecto al proyecto y después de que se cumplan ciertas otras condiciones. El precio total del contrato EPC para la ECA LNG JV Fase 1 se estima en aproximadamente \$1.5 miles de millones de dólares. Estimamos que los gastos de capital para la ECA LNG JV Fase 1 se aproximarán a \$1.9 miles de millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados y la contingencia del proyecto. El costo real del contrato EPC y el importe real de estos gastos de capital pueden diferir, tal vez sustancialmente, de nuestras estimaciones.

En noviembre de 2018, Sempra LNG e IEnova firmaron contratos maestros con filiales de TOTAL S.A., Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para ECA LNG JV Fase 1 con respecto a las ventas de GNL de aproximadamente 2.5 Mtpa en conjunto. En abril de 2020, ECA LNG JV ejecutó acuerdos definitivos de venta y compra de GNL a 20 años con Mitsui & Co., Ltd. y una filial de TOTAL S.A. por aproximadamente 0.8 Mtpa de GNL y 1.7 Mtpa de GNL, respectivamente. Cada contrato sigue estando sujeto a ciertas condiciones habituales de efectividad, incluida nuestra decisión final de inversión para el proyecto. Seguimos trabajando para alcanzar el FID para la ECA LNG JV Fase 1. Sin embargo, este proyecto está sujeto a la recepción de un permiso de exportación del gobierno mexicano.

39.10. Recompra de acciones

De la fecha de estos estados financieros al 04 de septiembre de 2020, la administración ha autorizado la recompra de 30,120,871 acciones por un importe de \$87.7 millones.

39.11. Notificaciones de fuerza mayor a ECA

En mayo de 2020, dos de los clientes en la instalación de regasificación de ECA presentaron notificaciones alegando que la actualización de 2019 de los términos y condiciones para la prestación de servicios en esta instalación resultó en una causa de fuerza mayor y una violación de los contratos existentes. IEnova ha rechazado los reclamos de los clientes por falta de méritos y las partes están involucradas en discusiones, dentro de este período de negociaciones de la alta gerencia, como parte de los procedimientos contractuales de resolución de disputas. Durante este período, los clientes no han realizado los pagos de los montos pagaderos conforme a sus contratos de almacenamiento y regasificación de GNL y la Compañía ha cobrado (y recibido pagos) las cartas de crédito proporcionadas por los clientes como garantía de pago. Si no se logra una resolución mutua, la disputa podría ser sujeta de arbitraje.

El 23 de julio de 2020, ECA recibió una solicitud de arbitraje de Shell México Gas Natural, S. de R.L. de C.V. (“Shell”). Como se comentó anteriormente, consideramos que los reclamos de Shell son infundados e inadmisibles y haremos valer sus derechos en el proceso arbitral correspondiente, buscando desestimar los reclamos de la contraparte.

40. Autorización de la emisión de los Estados Financieros Consolidados

Los Estados Financieros Consolidados fueron aprobados y autorizados por Manuela Molina Peralta, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas para su emisión el 11 de Abril de 2020.

41. Principales oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
Ciudad de México, México.

* * * * *