

COMISIÓN DE VALORES  
DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA  
Washington, D.C. 20549  
**FORMA 10-Q**

(Marque una)

- REPORTE TRIMESTRAL CONFORME A LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934 DE LOS EE.UU.

Para el periodo trimestral terminado el 30 de septiembre de 2023

o

- REPORTE DE TRANSICIÓN CONFORME A LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934 DE LOS EE.UU.

Para el periodo de transición de \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_

Expediente de la Comisión No.	Nombre Exacto del Registrante según se Especifica en su Acta Constitutiva, Dirección de Principal Oficina Ejecutiva y Número de Teléfono	Estado de Constitución	No. de Identificación de Patrón del I.R.S.	Nombre anterior, dirección anterior y ejercicio fiscal anterior, si cambió desde el último reporte
1-14201	SEMPRA 488 8th Avenue San Diego, California 92101 +1 (619) 696-2000	California	33-0732627	Sin cambio
				
1-03779	SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY 8330 Century Park Court San Diego, California 92123 +1 (619) 696-2000	California	95-1184800	Sin cambio
				
1-01402	SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY 555 West 5th Street Los Angeles, California 90013 +1 (213) 244-1200	California	95-1240705	Sin cambio
				

VALORES REGISTRADOS CONFORME A LA SECCIÓN 12(b) DE LA LEY:

Nombre de Cada Clase	Clave de Cotización	Nombre de Cada Bolsa en la que Está Registrado
SEMPRA:		
Acciones Comunes, sin expresión de valor nominal	SRE	Bolsa de Valores de Nueva York
Notas Subordinadas Junior de 5.75% con Vencimiento en 2079, con valor nominal de \$25 dólares	SREA	Bolsa de Valores de Nueva York
SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY:		
Ninguna		
SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY:		
Ninguna		

Indique con una cruz si el registrante (1) ha presentado todos los reportes que está obligado a presentar conforme a la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. de 1934 durante los 12 meses previos (o por aquel periodo menor para el que el registrante haya estado obligado a presentar dichos reportes), y (2) ha estado sujeto a dichas obligaciones de presentación durante los últimos 90 días.

Sempra	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
San Diego Gas & Electric Company	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Southern California Gas Company	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>

Indique con una cruz si el registrante ha presentado por medios electrónicos todos los Archivos Interactivos de Información que está obligado a presentar conforme a la Regla 405 de la Regulación S-T durante los 12 meses previos (o por aquel periodo menor para el que el registrante haya estado obligado a presentar dichos reportes).

Sempra	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
San Diego Gas & Electric Company	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Southern California Gas Company	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>

Indique con una cruz si el registrante es un registrante grande acelerado (large accelerated filer), un registrante acelerado (accelerated filer), un registrante no acelerado (non-accelerated filer), una compañía más pequeña que reporta (smaller reporting company), o una compañía de crecimiento emergente (emerging growth company). Ver definiciones de “registrante grande acelerado”, “registrante acelerado”, “compañía más pequeña que reporta” y “compañía de crecimiento emergente” en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.

Sempra:

<input checked="" type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
--	--	---	---	--

San Diego Gas & Electric Company:

<input type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input checked="" type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
---	--	--	---	--

Southern California Gas Company:

<input type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input checked="" type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
---	--	--	---	--

Si es una compañía de crecimiento emergente, indique con una cruz si el registrante ha elegido no utilizar el período de transición extendido para cumplir con cualquier norma de contabilidad financiera nueva o revisada prevista conforme a la Sección 13(a) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.

Sempra	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
San Diego Gas & Electric Company	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Southern California Gas Company	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>

Indique con una cruz si el registrante es una compañía que no tiene operaciones (*shell company*) (según se define en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.).

Sempra	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input checked="" type="checkbox"/>
San Diego Gas & Electric Company	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input checked="" type="checkbox"/>
Southern California Gas Company	Sí	<input type="checkbox"/>	No	<input checked="" type="checkbox"/>

Indique el número de acciones en circulación de cada una de las clases de acciones comunes del emisor, a la fecha prácticamente más reciente.

Acciones comunes en circulación el 31 de octubre de 2023:

Sempra	629,328,058 acciones
San Diego Gas & Electric Company	Totalmente propiedad de Enova Corporation, que es totalmente propiedad de Sempra
Southern California Gas Company	Totalmente propiedad de Pacific Enterprises, que es totalmente propiedad de Sempra

# TABLA DE CONTENIDO

	<i>Página</i>
<b>Glosario</b>	4
<b>Información Relativa con Declaraciones a Futuro</b>	7
<hr/>	
<b>PARTE I – INFORMACIÓN FINANCIERA</b>	
Punto 1. Estados Financieros	9
Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados	
Nota 1. Información General y Otra Información Financiera	29
Nota 2. Nuevas Normas Contables	49
Nota 3. Ingresos	50
Nota 4. Asuntos Reglamentarios	54
Nota 5. Inversiones en Entidades No Consolidadas	56
Nota 6. Deuda y Líneas de Crédito	58
Nota 7. Instrumentos Financieros Derivados	61
Nota 8. Medidas a Valor Razonable	69
Nota 9. Estación de Generación de Energía Nuclear de San Onofre	77
Nota 10. Compromisos y Contingencias	79
Nota 11. Información por Segmento	86
Punto 2. Comentarios y Análisis de la Administración Sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación	89
Resumen General	89
Resultados de Operación	89
Recursos de Capital y Liquidez	102
Estimaciones Contables Críticas	117
Nuevas Normas Contables	117
Punto 3. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado	117
Punto 4. Controles y Procedimientos	119
<hr/>	
<b>PARTE II – OTRA INFORMACIÓN</b>	
Punto 1. Procedimientos Legales	119
Punto 1A. Factores de Riesgo	119
Punto 5. Otra Información	120
Punto 6. Anexos	121
<b>Firmas</b>	124

Esta Forma 10-Q combinada se presenta de manera separada por Sempra, San Diego Gas & Electric Company y Southern California Gas Company. La información contenida en la presente en relación con cualquiera de estas entidades que reportan en lo individual se presenta por dicha entidad en su propio nombre. Cada entidad que reporta realiza declaraciones en la presente únicamente respecto de sí misma y sus entidades consolidadas y no realiza declaración alguna respecto de cualquier otra entidad.

Usted debe leer este reporte en su totalidad en lo que corresponde a cada entidad que reporta en lo individual. Ninguna sección de este reporte incluye todos los aspectos de cualquier asunto. Se presentan las secciones de la Parte I – Punto 1 en forma separada para cada entidad que reporta, excepto por las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, los cuales están combinados para todas las entidades que reportan. Todos los Puntos distintos a la Parte I – Punto 1 están combinados para las tres entidades que reportan.

Ninguna referencia a páginas de Internet en este reporte constituye un hipervínculo activo, y la información contenida o a la que se pueda acceder a través de dichas páginas de Internet no es, ni deberá considerarse, que forma parte o incorporado por referencia en este reporte o en cualquier otro documento que presentemos o proporcionemos a la SEC.

Los siguientes términos y abreviaturas que aparecen en este reporte tienen los significados que se indican a continuación.<sup>1</sup>

GLOSARIO	
AB	por sus siglas en inglés, una Iniciativa de la Asamblea de California ( <i>California Assembly Bill</i> )
ADIA	Black Silverback ZC 2022 LP (cesionario de Black River B 2017 Inc.), una afiliada totalmente propiedad de Abu Dhabi Investment Authority
AFUDC	por sus siglas en inglés, la provisión para fondos utilizados durante la construcción ( <i>allowance for funds used during construction</i> )
Reporte Anual	Reporte Anual en la Forma 10-K para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022
AOCI	por sus siglas en inglés, otra utilidad (pérdida) integral acumulada ( <i>accumulated other comprehensive income (loss)</i> )
ARO	por sus siglas en inglés, obligaciones de retiro de activos ( <i>asset retirement obligation</i> )
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASR	por sus siglas en inglés, recompra de acciones acelerada ( <i>accelerated share repurchase</i> )
Bcf	mil millones de pies cúbicos
Bechtel	Bechtel Energy Inc. (anteriormente denominado Bechtel Oil, Gas and Chemicals, Inc.)
bps	puntos base
Cameron LNG JV	Cameron LNG Holdings, LLC
Terminal Cameron LNG Fase 1	Terminal de licuefacción Cameron LNG JV
Proyecto Cameron LNG Fase 2	Expansión del proyecto de licuefacción Cameron LNG JV
CCA	por sus siglas en inglés, Elección de Agregación Comunitaria ( <i>Community Choice Aggregation</i> )
CCM	por sus siglas en inglés, mecanismo de ajuste de costo de capital ( <i>cost of capital adjustment mechanism</i> )
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFIN	Cameron LNG FINCO, LLC, una afiliada totalmente propiedad pero no consolidada de Cameron LNG JV
ConocoPhillips	ConocoPhillips Company
COVID-19	la enfermedad del coronavirus de 2019
CPUC	por sus siglas en inglés, la Comisión de Servicios Públicos de California ( <i>California Public Utilities Commission</i> )
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CRR	por sus siglas en inglés, un derecho de ingreso por congestión ( <i>congestion revenue right</i> )
DOE	por sus siglas en inglés, el Departamento de Energía de los EE.UU. ( <i>U.S. Department of Energy</i> )
ECA LNG	ECA LNG Fase 1 y ECA LNG Fase 2, conjuntamente
ECA LNG Fase 1	ECA LNG Holdings B.V.
ECA LNG Fase 2	ECA LNG II Holdings B.V.
Terminal ECA Regasificación	Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. terminal de regasificación de LNG
Ecogas	Ecogas México, S. de R.L. de C.V.
Edison	Southern California Edison Company, una subsidiaria de Edison International
EFH	Energy Future Holdings Corp. (renombrada Sempra Texas Holdings Corp.)
EPC	por sus siglas en inglés, ingeniería, proveeduría y construcción ( <i>engineering, procurement and construction</i> )
EPS	por sus siglas en inglés, utilidades por acción común ( <i>earnings per common share</i> )
ETR	por sus siglas en inglés, tasa de impuestos efectiva ( <i>effective income tax rate</i> )
Ley del Mercado de Valores	Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. de 1934, según sea modificada
FEED	por sus siglas en inglés, diseño de ingeniería frontal ( <i>front-end engineering design</i> )
FERC	por sus siglas en inglés, la Comisión Federal Reguladora de Energía ( <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> )
Fitch	Fitch Ratings, Inc.
FTA	por sus siglas en inglés, Tratado de Libre Comercio ( <i>Free Trade Agreement</i> )
GCIM	por sus siglas en inglés, Mecanismo de Incentivo de Costo de Gas ( <i>Gas Cost Incentive Mechanism</i> )
GHG	por sus siglas en inglés, gas de efecto invernadero ( <i>greenhouse gas</i> )
GRC	por sus siglas en inglés, el Caso de Tarifas Generales ( <i>General Rate Case</i> )
HOA	por sus siglas en inglés, Términos del Acuerdo ( <i>Heads of Agreement</i> )
INova	Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.
IMG	Infraestructura Marina del Golfo
INEOS	INEOS Energy Trading Ltd., una subsidiaria de INEOS Ltd.
IOU	por sus siglas en inglés, una empresa de servicios públicos propiedad de inversionistas ( <i>investor-owned utility</i> )
IRA	por sus siglas en inglés, Ley para la Reducción de la Inflación de 2022 ( <i>Inflation Reduction Act of 2022</i> )
IRS	por sus siglas en inglés, Servicio de Impuestos Internos de EE.UU. ( <i>U.S. Internal Revenue Service</i> )

<sup>1</sup> Nota a la Traducción: se sigue el orden alfabético utilizado de la versión original en inglés.

## GLOSARIO (CONTINÚA)

ISO	por sus siglas en inglés, un Operador de Sistemas Independiente ( <i>Independent System Operator</i> )
JV	por sus siglas en inglés, negocios conjuntos ( <i>joint venture</i> )
KKR Denali	KKR Denali Holdco LLC, una afiliada de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P.
KKR Pinnacle	KKR Pinnacle Investor L.P. (como sucesor de interés de KKR Pinnacle Aggregator L.P.), una afiliada de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P.
Tribunal Superior de LA	el Tribunal Superior del Condado de Los Ángeles
Fuga	la fuga en el pozo de inyección y retiro ubicado en la instalación de gas natural de SoCalGas Aliso Canyon, SS25, descubierta por SoCalGas el 23 de octubre de 2015
LNG	por sus siglas en inglés, gas natural licuado ( <i>liquefied natural gas</i> )
MD&A	por sus siglas en inglés, los Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación ( <i>Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations</i> )
MMBtu	por sus siglas en inglés, millones de unidades térmicas Británicas (de gas natural) ( <i>million British thermal units</i> )
Moody's	Moody's Investors Service, Inc.
MOU	por sus siglas en inglés, Memorándum de Entendimiento ( <i>Memorandum of Understanding</i> )
Mtpa	por sus siglas en inglés, millones de toneladas por año ( <i>million tonnes per annum</i> )
MWh	megawatt por hora
NCI	por sus siglas en inglés, participación no controladora ( <i>noncontrolling interest(s)</i> )
NDT	por sus siglas en inglés, fideicomisos de decomiso nuclear ( <i>nuclear decommissioning trusts</i> )
O&M	por sus siglas en inglés, gastos por operación y mantenimiento ( <i>operation and maintenance expense</i> )
OCI	por sus siglas en inglés, otra utilidad (pérdida) integral ( <i>other comprehensive income (loss)</i> )
OEIS	por sus siglas en inglés, Oficina de Seguridad de Infraestructura Energética ( <i>Office of Energy Infrastructure Safety</i> )
OII	por sus siglas en inglés, una Investigación Establecida por una Orden ( <i>Order Instituting Investigation</i> )
Oncor	Oncor Electric Delivery Company LLC
Oncor Holdings	Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC
ORLEN	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. (anteriormente denominado Polish Oil & Gas Company)
OSC	por sus siglas en inglés, Orden para Mostrar Causa ( <i>Order to Show Cause</i> )
Proyecto PA LNG Fase 1	fase inicial del proyecto de licuefacción Port Arthur LNG
Proyecto PA LNG Fase 2	segunda fase del proyecto de licuefacción Port Arthur LNG
PBOP	por sus siglas en inglés, beneficios posteriores al retiro distintos a pensiones ( <i>postretirement benefits other than pension</i> )
Port Arthur LNG	Port Arthur LNG, LLC, una subsidiaria indirecta de SI Partners que es propietaria del proyecto PA LNG Fase 1
PP&E	por sus siglas en inglés, propiedad, planta y equipo ( <i>property, plant and equipment</i> )
PPA	por sus siglas en inglés, contrato de adquisición de energía ( <i>power purchase agreement</i> )
PUCT	por sus siglas en inglés, la Comisión de Servicios Públicos de Texas ( <i>Public Utility Commission of Texas</i> )
RBS	The Royal Bank of Scotland plc
RBS SEE	RBS Sempra Energy Europe
RBS Sempra Commodities	RBS Sempra Commodities LLP
ROE	por sus siglas en inglés, retorno sobre capital ( <i>return on equity</i> )
RSU	por sus siglas en inglés, unidad de acciones restringidas ( <i>restricted stock unit</i> )
S&P	S&P Global Ratings, una división de S&P Global Inc.
SB	por sus siglas en inglés, la Iniciativa del Senado de California ( <i>California Senate Bill</i> )
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SDSRA	por sus siglas en inglés, Cuenta de Reserva de Servicio de Deuda Senior ( <i>Senior Debt Service Reserve Account</i> )
SEC	por sus siglas en inglés, la Comisión de Valores de los EE.UU. ( <i>U.S. Securities and Exchange Commission</i> )
SED	por sus siglas en inglés, División de Seguridad y Cumplimiento de la CPUC ( <i>Safety and Enforcement Division</i> )
SEDATU	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
Sempra California	San Diego Gas & Electric Company y Southern California Gas Company, conjuntamente
SENER	Secretaría de Energía de México
acciones preferentes serie C	las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija de 4.875%, serie C
SI Partners	Sempra Infrastructure Partners, LP, la compañía tenedora de la mayoría de las subsidiarias de Sempra que no están sujetas a la regulación de servicios públicos de California o Texas
SoCalGas	Southern California Gas Company
SOFR	por sus siglas en inglés. Tasa de Interés para Préstamos Garantizados ( <i>Secured Overnight Financing Rate</i> )

## GLOSARIO (CONTINÚA)

SONGS	por sus siglas en inglés, la Estación de Generación de Energía Nuclear de San Onofre ( <i>San Onofre Nuclear Generation Station</i> )
SPA	por sus siglas en inglés, contrato de compraventa ( <i>sale and purchase agreement</i> )
Contrato de Soporte	el contrato de soporte, de fecha 28 de julio de 2020, y modificado el 29 de junio de 2021, celebrado entre Sempra y Sumitomo Mitsui Banking Corporation
TAG	TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.
TdM	Termoeléctrica de Mexicali
Technip Energies	TP Oil & Gas Mexico, S. de R.L. de C.V., una afiliada de Technip Energies N.V.
TO5	por sus siglas en inglés, la Tarifa de la Fórmula de Propietario de Transmisión Eléctrica ( <i>Electric Transmission Owner Formula Rate</i> ) con efectos a partir del 1 de junio de 2019
U.S. GAAP	por sus siglas en inglés, los principios de contabilidad generalmente aceptados en los EE.UU. ( <i>generally accepted accounting principles in the United States of America</i> )
VIE	por sus siglas en inglés, entidades de participación variable ( <i>variable interest entity</i> )
Fondo contra Incendios Forestales	por sus siglas en inglés, el fondo establecido conforme a la AB 1054 ( <i>Wildfire Fund</i> )
Legislación de Incendios Forestales	AB 1054 y AB 111

Las referencias que se hagan en este informe a “nosotros”, “nuestro”, “nuestra compañía”, y “Sempra” se refieren a Sempra y a sus empresas consolidadas, conjuntamente, salvo que se declare o el contexto indique lo contrario. Todas las referencias en este reporte a nuestros segmentos reportables no pretenden referirse a alguna entidad legal con un nombre igual o similar.

A lo largo de este reporte, nos referimos a los siguientes como Estados Financieros Consolidados Condensados y Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados cuando se comenten conjuntamente:

- los Estados Financieros Consolidados Condensados y las Notas relacionadas de Sempra;
- los Estados Financieros Condensados y las Notas relacionadas de SDG&E; y
- los Estados Financieros Condensados y las Notas relacionadas de SoCalGas.

---

## INFORMACIÓN RELATIVA CON DECLARACIONES A FUTURO

Este reporte contiene declaraciones a futuro dentro del significado de la Ley para la Reforma de Litigios Sobre Valores Privados de 1995 (Private Securities Litigation Reform Act of 1995). Las declaraciones a futuro se basan en asunciones sobre el futuro e involucran riesgos e incertidumbres y no son garantías. Los resultados futuros pueden diferir materialmente de aquellos expresos o implícitos en cualquier declaración a futuro. Estas declaraciones a futuro representan nuestras estimaciones y asunciones a la fecha de presentación de este reporte. No asumimos ninguna obligación para actualizar o modificar ninguna declaración a futuro como resultado de nueva información, eventos futuros o de cualquier otra forma.

Las declaraciones a futuro pueden ser identificadas por el uso de palabras tales como “creemos”, “espera”, “intenta”, “anticipa”, “contempla”, “planea”, “estima”, “proyecta”, “prevé”, “debería”, “podrá”, “hará”, “hará”, “confianza”, “podría”, “puede”, “potencialmente”, “posiblemente”, “propuesto”, “en proceso”, “construye”, “desarrolla”, “oportunidad”, “iniciativa”, “meta”, “perspectiva”, “preparado”, “optimista”, “mantiene”, “continúa”, “objetivo”, “progresa”, “avanza”, “finalidad”, “compromete”, o expresiones similares, o cuando discutimos nuestras orientaciones, prioridades, estrategia, metas, visión, misión, oportunidades, proyecciones, intenciones o expectativas.

Los factores que, entre otros, podrían causar que los resultados y eventos efectivamente ocurridos difieran materialmente de aquellos expresos o implícitos en cualquier declaración a futuro incluyen:

- incendios forestales en California, incluyendo la responsabilidad potencial por daños sin importar la culpa y cualquier falta de capacidad para recuperar todos o una porción sustancial de los costos a través de seguros, el Fondo contra Incendios Forestales, tarifas de los clientes o una combinación de las anteriores
- decisiones, investigaciones, averiguaciones, regulaciones, negaciones o revocaciones de permisos, consentimientos, aprobaciones u otras autorizaciones, renovaciones y otras acciones por parte de (i) CPUC, CRE, DOE, FERC, PUCT, IRS y otras entidades gubernamentales y reglamentarios y (ii) EE.UU., México y estados, condados, ciudades y otras jurisdicciones en esos y en otros países en donde hacemos negocios
- el éxito de nuestros esfuerzos de desarrollo de negocios, construcción de proyecto, de adquisiciones, desinversiones y otras transacciones significativas, incluyendo riesgos en (i) ser capaces de hacer una decisión final de inversión, (ii) completar la construcción de proyectos u otras operaciones dentro del tiempo y presupuesto proyectado y (iii) realizar los beneficios anticipados por cualquier de estos esfuerzos en caso de que se completen, y (iv) obtener consentimientos y aprobaciones de terceros
- tendencias macroeconómicas u otros factores que puedan cambiar nuestros planes de gastos de capital y su potencial impacto en las tarifas base u otro crecimiento
- litigios, arbitrajes, disputas inmobiliarias y otros procedimientos, cambios en las leyes, incluyendo aquellos relacionados con impuesto y política de comercio y la industria energética en México
- amenazas de ciberseguridad, incluyendo por actores del estado y patrocinados por el estado, de ransomware u otros ataques en nuestros sistemas o en los sistemas de terceros con las cuales desarrollemos nuestro negocio, incluyendo la red de energía u otra infraestructura energética, todas las cuales continúan siendo más acentuadas
- la disponibilidad, usos, suficiencia, y recursos de costo de capital y nuestra capacidad de tomar créditos o de otra manera obtener capital en términos favorables y cumplir con nuestras obligaciones, incluyendo debido a (i) las acciones por parte de las agencias de calificación crediticia para disminuir nuestra calificación crediticia o poner a dichas calificaciones en perspectiva negativa, (ii) inestabilidad en los mercados de capital, o (iii) aumento de las tasas de interés e inflación
- incumplimientos por parte de los gobiernos, empresas públicas extranjeras y nuestras contrapartes a sus contratos y compromisos
- el impacto en la accesibilidad en las tarifas de clientes y en los costos de capital de SDG&E y SoCalGas y en la capacidad de SDG&E, SoCalGas y Sempra Infrastructure de transferir mayores costos a los clientes debido a (i) volatilidad en la inflación, tasas de interés y los precios de materias primas, (ii) en relación con los negocios de SDG&E y SoCalGas, el costo de la transición a energía limpia en California; y (iii) respecto al negocio de Sempra Infrastructure, volatilidad en tipos de cambio
- el impacto de las políticas climáticas y de sustentabilidad, leyes, reglas, regulaciones, publicaciones y tendencias, incluyendo acciones para reducir o eliminar la dependencia del gas natural, mayor incertidumbre en el ambiente político o reglamentario para las empresas de distribución de gas natural de California, el riesgo de no recuperar los activos abandonados, y nuestra capacidad de incorporar nuevas tecnologías
- clima, desastres naturales, pandemias, accidentes, falla de equipos, explosiones, terrorismo, desconexión del sistema informático u otros eventos que afecten nuestras operaciones, dañen nuestras instalaciones o sistemas, causen la liberación de materiales dañinos o incendios o que nos sujeten a responsabilidad por daños, multas y penalidades, algunos de los cuales podrían no ser recuperables a través de mecanismos reglamentarios o seguros o que puedan impactar nuestra capacidad de obtener niveles de seguros costeables

- la disponibilidad de energía eléctrica, gas natural y capacidad para administrar gas natural, incluyendo interrupciones en la red de transmisión, en el sistema de gasoductos o limitaciones de retiro de gas natural de las instalaciones de almacenamiento
- la capacidad de Oncor para reducir o eliminar sus dividendos trimestrales debido a requerimientos y compromisos reglamentarios o de gobierno corporativo, incluyendo por acciones de los consejeros independientes de Oncor o por los consejeros nombrados por la minoría
- otras incertidumbres, algunas de las cuales son difíciles de predecir y fuera de nuestro control

Le sugerimos no depender indebidamente en las declaraciones a futuro. Usted deberá revisar y cuidadosamente considerar los riesgos, incertidumbres y otros factores que afectan nuestros negocios según se describen en el presente, en nuestro Reporte Anual y en otros reportes que presentamos ante la SEC.

# PARTE I – INFORMACIÓN FINANCIERA

## PUNTO 1. ESTADOS FINANCIEROS

### SEMPRA

#### ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares, excepto montos por acción; acciones en miles)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
	(no auditado)			
<b>INGRESOS</b>				
Servicios Públicos:				
Gas natural	\$ 1,488	\$ 1,587	\$ 7,560	\$ 5,611
Eléctrico	1,250	1,357	3,331	3,663
Negocios relacionados con la energía	596	673	2,338	1,710
Ingresos totales	3,334	3,617	13,229	10,984
<b>GASTOS Y OTRA UTILIDAD</b>				
Servicios Públicos:				
Costo del gas natural	(260)	(505)	(3,254)	(1,835)
Costo del combustible eléctrico y energía adquirida	(183)	(307)	(385)	(763)
Costo de ventas de negocios relacionados con la energía	(163)	(340)	(437)	(764)
Operación y mantenimiento	(1,383)	(1,206)	(3,958)	(3,454)
Litigio de Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	—	(122)	—	(259)
Depreciación y amortización	(563)	(506)	(1,651)	(1,500)
Comisiones por franquicias y otros impuestos	(169)	(162)	(509)	(474)
Otra utilidad (gasto), neta	3	(40)	75	(3)
Utilidad por intereses	19	18	60	58
Gasto por intereses	(312)	(282)	(995)	(796)
Utilidad antes de impuestos por utilidad y participación en utilidades	323	165	2,175	1,194
Beneficio (gasto) por impuestos	52	(21)	(499)	(435)
Participación en utilidades	479	417	1,086	1,118
Utilidad neta	854	561	2,762	1,877
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(122)	(65)	(435)	(187)
Dividendos preferentes	(11)	(11)	(33)	(33)
Dividendos preferentes de subsidiaria	—	—	(1)	(1)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 721	\$ 485	\$ 2,293	\$ 1,656
<b>EPS Básica:</b>				
Utilidades	\$ 1.14	\$ 0.77	\$ 3.64	\$ 2.63
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	630,036	629,447	629,963	630,603
<b>EPS Diluida:</b>				
Utilidades	\$ 1.14	\$ 0.77	\$ 3.63	\$ 2.62
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	632,324	632,175	632,231	632,914

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

## SEMPRA

## ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

(En millones de dólares)

	Capital contable de Semptra				
	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos a la utilidad	Monto neto de impuestos	Participación no controladora (después de impuestos)	Total
	(no auditado)				
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022					
<b>2023:</b>					
Utilidad neta	\$ 680	\$ 52	\$ 732	\$ 122	\$ 854
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	(5)	—	(5)	(2)	(7)
Instrumentos financieros	150	(39)	111	204	315
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	2	(1)	1	—	1
Total de otra utilidad integral	147	(40)	107	202	309
Utilidad integral	\$ 827	\$ 12	\$ 839	\$ 324	\$ 1,163
<b>2022:</b>					
Utilidad neta	\$ 517	\$ (21)	\$ 496	\$ 65	\$ 561
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	—	—	—	(1)	(1)
Instrumentos financieros	60	(15)	45	21	66
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	2	—	2	—	2
Total de otra utilidad integral	62	(15)	47	20	67
Utilidad integral	\$ 579	\$ (36)	\$ 543	\$ 85	\$ 628
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022					
<b>2023:</b>					
Utilidad neta	\$ 2,826	\$ (499)	\$ 2,327	\$ 435	\$ 2,762
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	16	—	16	6	22
Instrumentos financieros	158	(43)	115	206	321
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	(8)	(2)	(10)	—	(10)
Total de otra utilidad integral	166	(45)	121	212	333
Utilidad integral	2,992	(544)	2,448	647	3,095
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 2,991	\$ (544)	\$ 2,447	\$ 647	\$ 3,094
<b>2022:</b>					
Utilidad neta	\$ 2,125	\$ (435)	\$ 1,690	\$ 187	\$ 1,877
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	5	—	5	—	5
Instrumentos financieros	227	(56)	171	56	227
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	15	(2)	13	—	13
Total de otra utilidad integral	247	(58)	189	56	245
Utilidad integral	2,372	(493)	1,879	243	2,122
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 2,371	\$ (493)	\$ 1,878	\$ 243	\$ 2,121

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SEMPRA**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>ACTIVOS</b>		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,149	\$ 370
Efectivo restringido	238	40
Cuentas por cobrar – comercial, neto	1,939	2,635
Cuentas por cobrar – otras, neto	498	685
Deudas por afiliadas no consolidadas	42	54
Impuestos por cobrar	72	113
Inventarios	451	403
Gastos pagados por anticipado	325	268
Activos reglamentarios	190	351
Contratos de precio fijo y otros derivados	201	803
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	144	141
Otros activos circulantes	61	49
Total de activos circulantes	<u>5,310</u>	<u>5,912</u>
Otros activos:		
Efectivo restringido	104	52
Activos reglamentarios	3,277	2,588
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	1,219	796
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	827	841
Activos dedicados en apoyo de ciertos planes de beneficios	513	505
Impuestos diferidos	155	135
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	721	655
Inversión en Oncor Holdings	14,148	13,665
Otras inversiones	2,208	2,012
Crédito mercantil	1,602	1,602
Otros activos intangibles	324	344
Fondo contra Incendios Forestales	281	303
Otros activos a largo plazo	1,874	1,382
Total de otros activos	<u>27,253</u>	<u>24,880</u>
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	70,348	63,893
Menos depreciación y amortización acumulada	(17,176)	(16,111)
Propiedad, planta y equipo, neto	<u>53,172</u>	<u>47,782</u>
Total de activos	<u>\$ 85,735</u>	<u>\$ 78,574</u>

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SEMPRA**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS (CONTINÚA)**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>PASIVOS Y CAPITAL</b>		
<b>Pasivos circulantes:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ 1,977	\$ 3,352
Cuentas por pagar – comercial	2,234	1,994
Cuentas por pagar – otras	219	275
Deudas a afiliadas no consolidadas	5	—
Dividendos e intereses por pagar	734	621
Compensación acumulada y beneficios	496	484
Pasivos reglamentarios	529	504
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	974	1,019
Reservas para costos de Aliso Canyon	126	129
Obligaciones por gases de efecto invernadero	144	141
Otros pasivos circulantes	1,327	1,380
<b>Total de pasivos circulantes</b>	<b>8,765</b>	<b>9,899</b>
<b>Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros</b>	<b>27,703</b>	<b>24,548</b>
<b>Créditos diferidos y otros pasivos:</b>		
Deudas a afiliadas no consolidadas	303	301
Pasivos reglamentarios	3,468	3,341
Obligaciones por gases de efecto invernadero	942	565
Obligaciones de pensiones y otros planes de beneficios posteriores al retiro, neto de activos de planes	309	410
Impuestos diferidos	5,095	4,591
Obligaciones de retiro de activos	3,584	3,546
Créditos diferidos y otros	2,308	2,117
<b>Total de créditos diferidos y otros pasivos</b>	<b>16,009</b>	<b>14,871</b>
<b>Compromisos y contingencias (Nota 10)</b>		
<b>Capital:</b>		
Acciones preferentes (50,000,000 de acciones autorizadas):		
Acciones preferentes, serie C (900,000 de acciones en circulación)	889	889
Acciones comunes (1,125,000,000 de acciones autorizadas; 629,328,058 y 628,669,356 de acciones en circulación al 30 de septiembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente; sin expresión de valor nominal)	12,038	12,160
Utilidades retenidas	15,371	14,201
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(60)	(135)
<b>Total de capital contable de Sempra</b>	<b>28,238</b>	<b>27,115</b>
Acciones preferentes de subsidiarias	20	20
Otra participación no controladora	5,000	2,121
<b>Total de capital</b>	<b>33,258</b>	<b>29,256</b>
<b>Total de pasivos y capital</b>	<b>\$ 85,735</b>	<b>\$ 78,574</b>

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SEMPRA**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(En millones de dólares)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
	(no auditado)	
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>		
Utilidad neta	\$ 2,762	\$ 1,877
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	1,651	1,500
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	234	387
Participación en utilidades	(1,086)	(1,118)
(Ganancias) pérdidas por conversiones de tipo de cambio, neto	(1)	18
Gastos de compensación con acciones	53	49
Contratos de precio fijo y otros derivados	(580)	200
Gasto por deuda incobrable	368	110
Otros	7	47
Reservas para costos de Aliso Canyon	(3)	(1,835)
Cambio neto en otros componentes del capital de trabajo	1,613	(267)
Cuentas por cobrar de seguros por costos de Aliso Canyon	—	350
Distribuciones de inversiones	668	643
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, neto	(557)	(506)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>5,129</u>	<u>1,455</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(6,074)	(3,540)
Gastos por inversiones	(281)	(275)
Compras de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	(462)	(530)
Ingresos de las ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	503	530
Reembolsos de anticipos a afiliadas no consolidadas	—	626
Otros	10	6
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(6,304)</u>	<u>(3,183)</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		
Dividendos comunes pagados	(1,109)	(1,070)
Dividendos preferentes pagados	(22)	(22)
Emisiones de acciones comunes	—	4
Recompras de acciones comunes	(32)	(478)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	6,911	6,711
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(6,018)	(3,365)
Aumento (disminución) en deuda a corto plazo, neto	629	(1,438)
Anticipos de afiliadas no consolidadas	31	28
Ingresos de las ventas de participación no controladora	1,238	1,732
Distribuciones a participación no controladora	(289)	(146)
Contribuciones de participación no controladora	1,036	15
Liquidación de swaps de divisas cruzadas	(99)	—
Otros	(78)	(35)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>2,198</u>	<u>1,936</u>
Efecto de tipo de cambio en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	<u>6</u>	<u>(3)</u>
Aumento en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	1,029	205
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 1 de enero	462	581
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 30 de septiembre	<u>\$ 1,491</u>	<u>\$ 786</u>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SEMPRA****ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO (CONTINÚA)***(En millones de dólares)*

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
	(no auditado)	
<b>REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>		
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 836	\$ 732
Pago de impuestos a la utilidad, neto de devoluciones	162	241
<b>REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO</b>		
Pago de anticipos de afiliada no consolidada en lugar de distribución	\$ 36	\$ 32
Gastos de capital acumulados	1,200	738
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	47	33
(Disminución) aumento en ARO por inversión en PP&E	(15)	49
Dividendos preferentes declarados, pero no pagados	22	22
Dividendos comunes declarados, pero no pagados	374	360
Contribuciones de NCI	200	—
Ajuste por pagar posterior al cierre de la venta de NCI	11	—

*Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.*

**SEMPRA**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE**  
*(En millones de dólares)*

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada (no auditado)	Capital contable de Sempra	Participación no controladora	Total de capital
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023							
Balance al 30 de junio de 2023	\$ 889	\$ 12,044	\$ 15,024	\$ (121)	\$ 27,836	\$ 3,178	\$ 31,014
<b>Utilidad neta</b>			732		732	122	854
<b>Otra utilidad integral</b>				107	107	202	309
Gastos de compensación con acciones		22			22		22
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$12.19/ acción)			(11)		(11)		(11)
Acciones comunes (\$0.60/acción)			(374)		(374)		(374)
Recompra de acciones comunes		(1)			(1)		(1)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones		(11)			(11)	507	496
Distribuciones						(37)	(37)
Ventas		(16)		(46)	(62)	1,048	986
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 889	\$ 12,038	\$ 15,371	\$ (60)	\$ 28,238	\$ 5,020	\$ 33,258
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2022							
Balance al 30 de junio de 2022	\$ 889	\$ 12,121	\$ 13,998	\$ (167)	\$ 26,841	\$ 2,212	\$ 29,053
<b>Utilidad neta</b>			496		496	65	561
<b>Otra utilidad integral</b>				47	47	20	67
Gastos de compensación con acciones		17			17		17
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$12.19/ acción)			(11)		(11)		(11)
Acciones comunes (\$0.57/acción)			(360)		(360)		(360)
Emisiones de acciones comunes		1			1		1
Recompra de acciones comunes		(2)			(2)		(2)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						2	2
Distribuciones						(40)	(40)
Venta		1			1		1
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 889	\$ 12,138	\$ 14,123	\$ (120)	\$ 27,030	\$ 2,259	\$ 29,289

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SEMPRA****ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE (CONTINÚA)***(En millones de dólares)*

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	Capital contable de Sempra	Participación no controladora	Total de capital
(no auditado)							
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023							
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 889	\$ 12,160	\$ 14,201	\$ (135)	\$ 27,115	\$ 2,141	\$ 29,256
<b>Utilidad neta</b>			2,327		2,327	435	2,762
<b>Otra utilidad integral</b>				121	121	212	333
Gastos de compensación con acciones		53			53		53
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$36.57/ acción)			(33)		(33)		(33)
Acciones comunes (\$1.79/acción)			(1,123)		(1,123)		(1,123)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Recompras de acciones comunes		(32)			(32)		(32)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones		(145)			(145)	1,236	1,091
Distribuciones						(289)	(289)
Ventas		2		(46)	(44)	1,285	1,241
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 889	\$ 12,038	\$ 15,371	\$ (60)	\$ 28,238	\$ 5,020	\$ 33,258
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022							
Balance al 31 de diciembre de 2021	\$ 889	\$ 11,862	\$ 13,548	\$ (318)	\$ 25,981	\$ 1,438	\$ 27,419
<b>Utilidad neta</b>			1,690		1,690	187	1,877
<b>Otra utilidad integral</b>				189	189	56	245
Gastos de compensación con acciones		49			49		49
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$36.57/ acción)			(33)		(33)		(33)
Acciones comunes (\$1.72/acción)			(1,081)		(1,081)		(1,081)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Emisiones de acciones comunes		4			4		4
Recompras de acciones comunes		(478)			(478)		(478)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						15	15
Distribuciones						(146)	(146)
Venta		701		9	710	709	1,419
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 889	\$ 12,138	\$ 14,123	\$ (120)	\$ 27,030	\$ 2,259	\$ 29,289

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS**

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
	(no auditado)			
Ingresos de operaciones:				
Eléctrico	\$ 1,254	\$ 1,360	\$ 3,343	\$ 3,672
Gas natural	188	209	1,014	741
Total de ingresos de operaciones	1,442	1,569	4,357	4,413
Gastos de operación:				
Costo del combustible eléctrico y energía adquirida	200	316	442	806
Costo del gas natural	45	65	462	260
Operación y mantenimiento	463	439	1,364	1,256
Depreciación y amortización	280	247	810	730
Comisiones por franquicias y otros impuestos	101	97	287	277
Total de gastos de operación	1,089	1,164	3,365	3,329
Utilidad de operación	353	405	992	1,084
Otra utilidad, neta	25	12	75	68
Utilidad por intereses	7	2	12	3
Gasto por intereses	(126)	(113)	(367)	(333)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	259	306	712	822
Beneficio (gasto) por impuestos	15	(35)	4	(141)
Utilidad neta/Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 274	\$ 271	\$ 716	\$ 681

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**

(En millones de dólares)

	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos	Monto neto de impuestos
	(no auditado)		
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022		
<b>2023:</b>			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 259	\$ 15	\$ 274
<b>2022:</b>			
Utilidad neta	\$ 306	\$ (35)	\$ 271
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	1	—	1
Total de otra utilidad integral	1	—	1
Utilidad integral	\$ 307	\$ (35)	\$ 272
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022			
<b>2023:</b>			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 712	\$ 4	\$ 716
<b>2022:</b>			
Utilidad neta	\$ 822	\$ (141)	\$ 681
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	1	—	1
Total de otra utilidad integral	1	—	1
Utilidad integral	\$ 823	\$ (141)	\$ 682

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONDENSADOS**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>ACTIVOS</b>		
<b>Activos circulantes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 246	\$ 7
Cuentas por cobrar – comercial, neto	952	799
Cuentas por cobrar – otras, neto	155	110
Deudas por afiliadas no consolidadas	8	—
Inventarios	147	134
Gastos pagados por anticipado	196	179
Activos reglamentarios	15	247
Contratos de precio fijo y otros derivados	86	113
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	22	22
Otros activos circulantes	27	19
<b>Total de activos circulantes</b>	<b>1,854</b>	<b>1,630</b>
<b>Otros activos:</b>		
Activos reglamentarios	1,694	1,219
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	251	196
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	827	841
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	364	281
Fondo contra Incendios Forestales	281	303
Otros activos a largo plazo	143	146
<b>Total de otros activos</b>	<b>3,560</b>	<b>2,986</b>
<b>Propiedad, planta y equipo:</b>		
Propiedad, planta y equipo	30,304	28,574
Menos depreciación y amortización acumulada	(7,216)	(6,768)
Propiedad, planta y equipo, neto	23,088	21,806
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 28,502</b>	<b>\$ 26,422</b>

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS (CONTINÚA)**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>PASIVOS Y CAPITAL</b>		
<b>Pasivos circulantes:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ —	\$ 205
Cuentas por pagar	854	744
Deudas a afiliadas no consolidadas	49	135
Impuestos por pagar	111	63
Compensación acumulada y beneficios	138	140
Comisiones por franquicias acumuladas	103	120
Pasivos reglamentarios	300	110
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	441	489
Obligaciones por gases de efecto invernadero	22	22
Obligaciones de retiro de activos	110	98
Otros pasivos circulantes	330	193
Total de pasivos circulantes	2,458	2,319
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	9,453	8,497
<b>Créditos diferidos y otros pasivos:</b>		
Pasivos reglamentarios	2,417	2,298
Obligaciones por gases de efecto invernadero	130	81
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	27	42
Impuestos diferidos	2,596	2,540
Obligaciones de retiro de activos	772	789
Créditos diferidos y otros	966	789
Total de créditos diferidos y otros pasivos	6,908	6,539
<b>Compromisos y contingencias (Nota 10)</b>		
<b>Capital contable:</b>		
Acciones preferentes (45,000,000 de acciones autorizadas; ninguna emitida)	—	—
Acciones comunes (255,000,000 de acciones autorizadas; 116,583,358 de acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	1,660	1,660
Utilidades retenidas	8,030	7,414
Otra utilidad (pérdida) integrales acumuladas	(7)	(7)
Total de capital contable	9,683	9,067
Total de pasivos y capital contable	\$ 28,502	\$ 26,422

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(En millones de dólares)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
	(no auditado)	
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>		
Utilidad neta	\$ 716	\$ 681
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	810	730
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	(56)	91
Gasto por deuda incobrable	94	46
Otros	(30)	(23)
Cambio neto en componentes de capital de trabajo	269	57
Cambios en activos y pasivos no circulantes, neto	(319)	(214)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>1,484</u>	<u>1,368</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,893)	(1,651)
Compras de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear	(391)	(530)
Ingresos de las ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear	437	530
Otros	9	8
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(1,838)</u>	<u>(1,643)</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		
Dividendos comunes pagados	(100)	(100)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	1,389	1,395
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(479)	(416)
Disminución en deuda a corto plazo, neto	(205)	(401)
Costos de emisión de deuda	(12)	(9)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>593</u>	<u>469</u>
Aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	239	194
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	7	25
Efectivo y equivalentes de efectivo, 30 de septiembre	<u>\$ 246</u>	<u>\$ 219</u>
<b>REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>		
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 315	\$ 303
Pago de impuestos a la utilidad, neto de devoluciones	—	68
<b>REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO</b>		
Gastos de capital acumulados	\$ 237	\$ 236
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	7	12
Aumento en ARO por inversión en PP&E	13	1

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE**

(En millones de dólares)

	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	Total de capital
(no auditado)				
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 30 de junio de 2023	\$ 1,660	\$ 7,856	\$ (7)	\$ 9,509
<b>Utilidad neta</b>		274		<b>274</b>
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86/acción)		(100)		<b>(100)</b>
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,030	\$ (7)	\$ 9,683
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2022				
Balance al 30 de junio de 2022	\$ 1,660	\$ 7,009	\$ (10)	\$ 8,659
<b>Utilidad neta</b>		271		<b>271</b>
<b>Otra utilidad integral</b>			1	<b>1</b>
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86/acción)		(100)		<b>(100)</b>
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 1,660	\$ 7,180	\$ (9)	\$ 8,831
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,660	\$ 7,414	\$ (7)	\$ 9,067
<b>Utilidad neta</b>		716		<b>716</b>
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86/acción)		(100)		<b>(100)</b>
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,030	\$ (7)	\$ 9,683
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022				
Balance al 31 de diciembre de 2021	\$ 1,660	\$ 6,599	\$ (10)	\$ 8,249
<b>Utilidad neta</b>		681		<b>681</b>
<b>Otra utilidad integral</b>			1	<b>1</b>
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86/acción)		(100)		<b>(100)</b>
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 1,660	\$ 7,180	\$ (9)	\$ 8,831

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS**

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
	(no auditado)			
Ingresos de operaciones	\$ 1,313	\$ 1,385	\$ 6,574	\$ 4,879
Gastos de operación:				
Costo del gas natural	224	441	2,855	1,577
Operación y mantenimiento	733	590	2,073	1,746
Litigio de Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	—	122	—	259
Depreciación y amortización	211	190	625	565
Comisiones por franquicias y otros impuestos	64	62	209	181
Total de gastos de operación	1,232	1,405	5,762	4,328
Utilidad (pérdida) de operación	81	(20)	812	551
Otro gasto, neto	(2)	(43)	(9)	(5)
Utilidad por intereses	2	3	7	4
Gasto por intereses	(70)	(50)	(210)	(135)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos a la utilidad	11	(110)	600	415
Beneficio (gasto) por impuestos	5	28	(68)	(75)
Utilidad (pérdida) neta	16	(82)	532	340
Dividendos preferentes	—	—	(1)	(1)
Utilidades (pérdidas) atribuibles a acciones comunes	\$ 16	\$ (82)	\$ 531	\$ 339

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**

(En millones de dólares)

	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos	Monto neto de impuestos
	(no auditado)		
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022		
<b>2023:</b>			
Utilidad neta	\$ 11	\$ 5	\$ 16
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	1	(1)	—
Total de otra utilidad integral	1	(1)	—
Utilidad integral	\$ 12	\$ 4	\$ 16
<b>2022:</b>			
Pérdida neta	\$ (110)	\$ 28	\$ (82)
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	1	—	1
Total de otra utilidad integral	1	—	1
Pérdida integral	\$ (109)	\$ 28	\$ (81)
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022			
<b>2023:</b>			
Utilidad neta	\$ 600	\$ (68)	\$ 532
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	2	(1)	1
Total de otra utilidad integral	3	(1)	2
Utilidad integral	\$ 603	\$ (69)	\$ 534
<b>2022:</b>			
Utilidad neta	\$ 415	\$ (75)	\$ 340
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	2	—	2
Total de otra utilidad integral	3	—	3
Utilidad integral	\$ 418	\$ (75)	\$ 343

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONDENSADOS**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>ACTIVOS</b>		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 26	\$ 21
Cuentas por cobrar – comercial, neto	665	1,295
Cuentas por cobrar – otras, neto	71	293
Deudas por afiliadas no consolidadas	1	77
Inventarios	260	159
Activos reglamentarios	172	104
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	114	111
Otros activos circulantes	82	69
Total de activos circulantes	<u>1,391</u>	<u>2,129</u>
Otros activos:		
Activos reglamentarios	1,505	1,291
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	850	551
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	32	42
Otros activos a largo plazo	606	583
Total de otros activos	<u>2,993</u>	<u>2,467</u>
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	26,401	25,058
Menos depreciación y amortización acumulada	(7,716)	(7,308)
Propiedad, planta y equipo, neto	<u>18,685</u>	<u>17,750</u>
Total de activos	<u>\$ 23,069</u>	<u>\$ 22,346</u>

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONDENSADOS (CONTINÚA)**

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022 <sup>(1)</sup>
	(no auditado)	
<b>PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE</b>		
<b>Pasivos circulantes:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ 420	\$ 900
Cuentas por pagar – comercial	570	953
Cuentas por pagar – otras	177	176
Deudas a afiliadas no consolidadas	38	36
Compensación acumulada y beneficios	217	209
Pasivos reglamentarios	229	394
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	523	318
Reservas para costos de Aliso Canyon	126	129
Obligaciones por gases de efecto invernadero	114	111
Obligaciones de retiro de activos	66	68
Otros pasivos circulantes	505	429
Total de pasivos circulantes	2,985	3,723
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	6,291	5,780
<b>Créditos diferidos y otros pasivos:</b>		
Pasivos reglamentarios	1,051	1,043
Obligaciones por gases de efecto invernadero	748	443
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	198	277
Impuestos diferidos	1,469	1,306
Obligaciones de retiro de activos	2,726	2,675
Créditos diferidos y otros	370	401
Total de créditos diferidos y otros pasivos	6,562	6,145
<b>Compromisos y contingencias (Nota 10)</b>		
<b>Capital contable:</b>		
Acciones preferentes (11,000,000 de acciones autorizadas; 862,043 de acciones en circulación)	22	22
Acciones comunes (100,000,000 de acciones autorizadas; 91,300,000 de acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	2,316	2,316
Utilidades retenidas	4,915	4,384
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(22)	(24)
Total de capital contable	7,231	6,698
Total de pasivos y capital contable	\$ 23,069	\$ 22,346

<sup>(1)</sup> Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(En millones de dólares)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
	(no auditado)	
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>		
Utilidad neta	\$ 532	\$ 340
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	625	565
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	79	77
Gasto por deuda incobrable	272	60
Otros	(9)	(9)
Reservas para costos de Aliso Canyon	(3)	(1,835)
Cambio neto en otros componentes del capital de trabajo	2	98
Cuentas por cobrar de seguros por costos de Aliso Canyon	—	350
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, neto	(234)	(408)
Efectivo neto generado por (utilizado en) actividades operativas	<u>1,264</u>	<u>(762)</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,451)	(1,394)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(1,451)</u>	<u>(1,394)</u>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		
Dividendos preferentes pagados	(1)	(1)
Contribuciones de capital de Sempra	—	650
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	997	1,497
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(1,115)	(10)
Aumento en deuda a corto plazo, neto	320	42
Costos de emisión de deuda	(9)	(6)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>192</u>	<u>2,172</u>
Aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	5	16
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	21	37
Efectivo y equivalentes de efectivo, 30 de septiembre	<u>\$ 26</u>	<u>\$ 53</u>
<b>REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>		
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 183	\$ 123
<b>REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO</b>		
Gastos de capital acumulados	\$ 253	\$ 235
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	40	21
(Disminución) aumento en ARO por inversión en PP&E	(28)	48

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE**

(En millones de dólares)

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	Total de capital
	(no auditado)				
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 30 de junio de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,899	\$ (22)	\$ 7,215
<b>Utilidad neta</b>			16		<b>16</b>
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$0.38/acción)			—		—
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,915	\$ (22)	\$ 7,231
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2022				
Balance al 30 de junio de 2022	\$ 22	\$ 1,816	\$ 4,206	\$ (29)	\$ 6,015
<b>Pérdida neta</b>			(82)		<b>(82)</b>
<b>Otra utilidad integral</b>				1	<b>1</b>
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$0.38/acción)			—		—
Contribución de capital de Semptra		500			<b>500</b>
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,124	\$ (28)	\$ 6,434
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,384	\$ (24)	\$ 6,698
<b>Utilidad neta</b>			532		<b>532</b>
<b>Otra utilidad integral</b>				2	<b>2</b>
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.13/acción)			(1)		<b>(1)</b>
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,915	\$ (22)	\$ 7,231
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022				
Balance al 31 de diciembre de 2021	\$ 22	\$ 1,666	\$ 3,785	\$ (31)	\$ 5,442
<b>Utilidad neta</b>			340		<b>340</b>
<b>Otra utilidad integral</b>				3	<b>3</b>
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.13/acción)			(1)		<b>(1)</b>
Contribución de capital de Semptra		650			<b>650</b>
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,124	\$ (28)	\$ 6,434

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

# NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CONDENSADOS

---

## NOTA 1. INFORMACIÓN GENERAL Y OTRA INFORMACIÓN FINANCIERA

### PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

#### *Sempra*

Con efectos al 12 de mayo de 2023, nuestra compañía cambió su denominación de Sempra Energy a Sempra. Los Estados Financieros Consolidados Condensados de Sempra incluyen las cuentas de Sempra, una empresa controladora con sede en California, y sus entidades consolidadas. Tenemos cuatro segmentos reportables individualmente, los cuales describimos en la Nota 11. Todas las referencias hechas en estas Notas a nuestros segmentos reportables no pretenden hacer referencia a ninguna persona moral con el mismo nombre o uno similar.

#### *SDG&E*

Las acciones comunes de SDG&E son totalmente propiedad de Enova Corporation, que es una subsidiaria totalmente propiedad de Sempra.

#### *SoCalGas*

Las acciones comunes de SoCalGas son totalmente propiedad de Pacific Enterprises, que es una subsidiaria totalmente propiedad de Sempra.

### BASE DE PRESENTACIÓN

Este es un reporte combinado de Sempra, SDG&E y SoCalGas. Proporcionamos información independiente para SDG&E y SoCalGas según se requiera. Hemos eliminado las cuentas y operaciones intercompañía dentro de los estados financieros consolidados de Sempra.

Hemos preparado nuestros Estados Financieros Consolidados Condensados de conformidad con los U.S. GAAP y de conformidad con los requisitos de reporte de periodos intermedios de la Forma 10-Q y demás disposiciones aplicables de la SEC. Los estados financieros reflejan todos los ajustes que son necesarios para una presentación adecuada de los resultados de los periodos intermedios. Estos ajustes son sólo de una naturaleza normal y recurrente. Los resultados de operación de los periodos intermedios no son necesariamente indicativos de los resultados del ejercicio o de cualquier otro periodo. Evaluamos los eventos y operaciones que ocurrieron con posterioridad al 30 de septiembre de 2023 a la fecha en que se emitieron los estados financieros y, en la opinión de la administración, los estados financieros que se acompañan reflejan todos los ajustes necesarios para una adecuada presentación.

Toda la información al 31 de diciembre de 2022 en el balance general de los Estados Financieros Consolidados Condensados ha sido derivada de nuestros Estados Financieros Consolidados auditados de 2022 en nuestro Reporte Anual. Alguna información y divulgación en las notas incluida normalmente en los estados financieros anuales preparados de conformidad con los U.S. GAAP ha sido condensada u omitida de conformidad con las disposiciones de reporte de periodos intermedios de los U.S. GAAP y de la SEC.

Describimos nuestras políticas contables significativas en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual y el impacto de la adopción de nuevos estándares contables a dichas políticas en la Nota 2 más adelante. Seguimos las mismas políticas contables para efectos del reporte de periodos intermedios.

La información incluida en este reporte deberá ser leída en conjunto con el Reporte Anual.

#### *Operaciones Reguladas*

SDG&E, SoCalGas y la empresa de servicios públicos de distribución de gas natural de Sempra Infrastructure, Ecogas, preparan sus estados financieros de conformidad con las disposiciones de U.S. GAAP que regulan las operaciones de tarifas reguladas. Describimos el reconocimiento de ingresos y los efectos de la regulación en nuestras empresas de servicios públicos en las Notas 3 y 4 más adelante y en las Notas 1, 3 y 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Nuestro segmento de Sempra Texas Utilities se integra por nuestras inversiones por el método de participación en capital en sociedades controladoras que mantienen una participación en empresas de servicios públicos de transmisión y distribución en energía eléctrica en Texas.

Algunas actividades comerciales de Sempra Infrastructure son reguladas por la CRE y la FERC y cumplen con los requisitos contables reglamentarios bajo U.S. GAAP. Los proyectos de ductos que actualmente se construyen que cumplen los requisitos contables reglamentarios bajo U.S. GAAP registran el impacto de la AFUDC en relación con la participación. Describimos AFUDC más adelante y en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

## EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

Los equivalentes de efectivo son inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos en la fecha de compra.

El efectivo restringido incluye:

- para Sempra Infrastructure, fondos mantenidos como garantías a falta de cartas de crédito de un cliente, asociados con su contrato de almacenamiento y regasificación de LNG, y fondos denominados en dólares de los EE.UU. y pesos mexicanos para pagar por los derechos de paso y otros costos conforme a contratos de fideicomiso relacionados a proyectos de gasoductos; y ciertos fondos en Port Arthur LNG para los cuales los desembolsos y usos están determinados en sus contratos de crédito
- para Sociedad Controladora y otros, los fondos mantenidos en un fideicomiso de desliste con el propósito de comprar las acciones restantes de IEnova que permanecen en propiedad del público

La siguiente tabla presenta una conciliación entre el efectivo, los equivalentes de efectivo y el efectivo restringido reportado en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra a la suma de esas cantidades que figuran en los Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo de Sempra.

### RECONCILIACIÓN DE EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,149	\$ 370
Efectivo restringido, circulante	238	40
Efectivo restringido, no circulante	104	52
Total de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido en los Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo	\$ 1,491	\$ 462

## PÉRDIDAS CREDITICIAS

Estamos expuestos a pérdidas crediticias de activos financieros medidos a costo de amortización, incluyendo cuentas por cobrar comercial y otras cuentas por cobrar, montos debidos de afiliadas no consolidadas, nuestras inversiones netas en arrendamientos financieros y en un pagaré por cobrar. También estamos expuestos a pérdidas crediticias de arreglos fuera del balance general a través de la garantía de Sempra relacionada a SDSRA de Cameron LNG JV, que describimos en la Nota 5.

Regularmente monitoreamos y evaluamos pérdidas crediticias y registramos reservas para pérdidas crediticias esperadas, en caso de ser necesario, para cuentas por cobrar comercial y otros, utilizando una combinación de factores, incluyendo el estatus de vencimiento con base en términos contractuales, tendencias de cancelaciones, la edad de las cuenta por cobrar y patrones de pago de los clientes, tendencias históricas y de la industria, la calidad crediticia de la contraparte, condiciones económicas y eventos específicos, como quiebras, pandemias y otros factores. Castigamos activos medidos a costo de amortización en el periodo en el que determinamos que no son recuperables. Registramos la recuperación de montos previamente castigados cuando se sepa que serán recuperables.

En el primer trimestre de 2022, SDG&E y SoCalGas recibieron \$63 millones de dólares y \$79 millones de dólares, respectivamente, en nombre de sus clientes, del Departamento de Servicios Comunitarios y Desarrollo de California bajo el Programa de Pago de Atrasos de California de 2021 y aplicaron las cantidades directamente a las cuentas de clientes elegibles para reducir los saldos vencidos. En junio de 2022, la AB 205 fue aprobada, estableciendo, entre otras cosas, el Programa de Pago de Atrasos de California 2022. En diciembre de 2022 SDG&E y SoCalGas recibieron fondos por \$51 millones de dólares y \$59 millones de dólares, respectivamente, en relación con este programa y, en enero de 2023, aplicaron los montos directamente a las cuentas de clientes elegibles para reducir sus saldos vencidos.

Como resultado del impacto y la duración de procesos de cobranza suspendidos durante la pandemia de COVID-19, la implementación de programas como el Plan de Administración de Morosidad, y el aumento de la facturación a los clientes durante la temporada de invierno, ciertos clientes de SDG&E y SoCalGas exhiben pagos más lentos y niveles de impago más elevados que los registrados históricamente. A su vez, esto ha resultado en un aumento en reservas para pérdidas crediticias esperadas en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 para ambas compañías, incluso mientras se reanudan los procesos de cobranza y potencialmente se incrementa el pago de montos vencidos. SDG&E y SoCalGas tienen mecanismos regulatorios para recuperar pérdidas crediticias y por lo tanto registran cambios en las reservas para pérdidas crediticias relacionadas con Cuentas Por Cobrar – Comercial que es probable recuperar en cuentas regulatorias. Discutimos las cuentas regulatorias en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual y en el presente.

Los cambios en reservas para pérdidas crediticias relacionadas a cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

<b>CAMBIOS EN RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS</b>		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	2023	2022
<b>Sempra:</b>		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 181	\$ 136
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	374	111
Cancelaciones	(74)	(57)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 481	\$ 190
<b>SDG&amp;E:</b>		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 78	\$ 66
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	96	51
Cancelaciones	(34)	(30)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 140	\$ 87
<b>SoCalGas:</b>		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 98	\$ 69
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	276	58
Cancelaciones	(40)	(27)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 334	\$ 100

Reservas para pérdidas crediticias relacionadas a cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar se incluyen en los Balances Generales Consolidados Condensados como sigue:

<b>RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS</b>		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>Sempra:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 432	\$ 140
Cuentas por cobrar – otras, neto	48	40
Otros activos de largo plazo	1	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 481	\$ 181
<b>SDG&amp;E:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 113	\$ 52
Cuentas por cobrar – otras, neto	26	25
Otros activos de largo plazo	1	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 140	\$ 78
<b>SoCalGas:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 312	\$ 83
Cuentas por cobrar – otras, neto	22	15
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 334	\$ 98

Según describimos más adelante en “Pagaré por Cobrar” tenemos un pagaré que devenga intereses por cobrar de KKR Pinnacle. Sobre una base trimestral, evaluamos las pérdidas crediticias y registramos reservas por pérdidas crediticias esperadas sobre este pagaré por cobrar, incluidos los intereses compuestos y los costos de transacción no amortizados, sobre la base de estudios publicados de tasas de incumplimiento, la fecha de vencimiento del instrumento y una calificación crediticia desarrollada

internamente. Al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, \$6 millones de dólares y \$7 millones de dólares, respectivamente, de pérdidas crediticias esperadas se incluyen en Otros Activos de Largo Plazo en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

Según describimos en la Nota 5, Sempra proporcionó una garantía en beneficio de Cameron LNG JV relacionada con los montos retirados por Sempra Infraestructure de la SDSRA. Sobre una base trimestral, evaluamos las pérdidas crediticias y registramos pasivos para las pérdidas crediticias esperadas de este arreglo fuera del balance general sobre la base de calificaciones crediticias externas, estudios publicados de tasas de incumplimiento y la fecha de vencimiento del arreglo. En ambos, al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, \$6 millones de dólares de pérdidas crediticias esperadas, se incluyen en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

## INVENTARIOS

Los componentes de inventarios son los siguientes:

<b>SALDO DE INVENTARIOS</b>						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Gas natural	\$ 160	\$ 106	\$ 1	\$ 1	\$ 144	\$ 74
LNG	9	62	—	—	—	—
Materiales y suministros	282	235	146	133	116	85
<b>Total</b>	<b>\$ 451</b>	<b>\$ 403</b>	<b>\$ 147</b>	<b>\$ 134</b>	<b>\$ 260</b>	<b>\$ 159</b>

## PAGARÉ POR COBRAR

En noviembre de 2021, Sempra prestó \$300 millones de dólares a KKR Pinnacle a cambio de un pagaré que devenga intereses que vence completamente a más tardar en octubre de 2029 y devenga intereses compuestos a 5% por año, el cual puede ser pagado trimestralmente o añadido al monto de principal debido a elección de KKR Pinnacle. Al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, Otros Activos de Largo Plazo incluye \$328 millones de dólares y \$316 millones de dólares, respectivamente, de principal, intereses compuestos y costos de transacción pendientes, neto de reservas para pérdidas crediticias, en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

## FONDO CONTRA INCENDIOS FORESTALES

En julio de 2019, la Legislación de Incendios Forestales fue promulgada como ley, para atender ciertos asuntos relacionados a incendios catastróficos en el Estado de California y su impacto en los IOUs eléctricos. Discutimos con mayor detalle la Legislación de Incendios Forestales en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

En octubre de 2023, la OEIS aprobó el Plan de Mitigación de Incendios Forestales 2023 de SDG&E, el cual estará vigente hasta que la OEIS apruebe un nuevo plan.

SDG&E presentó su solicitud a la OEIS respecto a su certificación anual de seguridad contra incendios forestales en septiembre de 2023. La OEIS tiene hasta diciembre de 2023 para emitir la certificación o proporcionar una notificación por escrito explicando porque requiere tiempo adicional. La certificación existente de SDG&E permanece vigente hasta que esta solicitud pendiente sea resuelta.

## COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS

Los costos financieros capitalizados incluyen costos por intereses capitalizados y AFUDC relacionados a financiamiento de proyectos de construcción tanto en la forma de deuda como de capital. Capitalizamos los costos por intereses incurridos para financiar proyectos de capital y los intereses en las inversiones bajo el método de participación en capital que no han comenzado las operaciones principales planeadas.

La siguiente tabla resume los costos de financiamiento capitalizados, comprendidos por AFUDC e intereses capitalizados.

	COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS			
	<i>(En millones de dólares)</i>			
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
Sempra	\$ 128	\$ 65	\$ 311	\$ 182
SDG&E	28	30	90	84
SoCalGas	20	19	55	54

## PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio acuerdo de servicio con la CFE. Tras el inicio de las operaciones comerciales del segmento Guaymas-El Oro, Sempra Infrastructure reportó daños al gasoducto en el territorio Yaqui, lo cual ha hecho inoperable esa sección desde agosto de 2017. Discusiones con la CFE sobre el futuro del gasoducto están en curso y las partes están trabajando en reiniciar el servicio en el gasoducto, incluyendo el posible desvío de una parte del gasoducto. Si las partes no llegan a un acuerdo definitivo para desviar una parte del gasoducto o si las partes no acuerdan una nueva fecha de inicio del servicio, Sempra Infrastructure se reserva el derecho de rescindir el contrato y tratar de recuperar sus costos razonables y documentados además de sus pérdidas de utilidades. Al 30 de septiembre de 2023, Sempra Infrastructure tenía \$411 millones de dólares en PP&E, neto, relacionados con el segmento Guaymas-El Oro del ducto de Sonora.

## ENTIDADES DE PARTICIPACIÓN VARIABLE

Consolidamos una VIE si somos el principal beneficiario de la misma. Nuestra determinación sobre si somos el principal beneficiario se basa en análisis cualitativos y cuantitativos, que evalúan:

- el propósito y el diseño de la VIE;
- la naturaleza de los riesgos de la VIE y los riesgos que asumimos;
- la capacidad de dirigir las actividades que más influyen en el rendimiento económico de la VIE; y
- la obligación de asumir las pérdidas o el derecho a recibir beneficios que podrían ser significativos para la VIE.

Continuaremos evaluando nuestras VIE para cualquier cambio que pueda afectar nuestra decisión sobre si una entidad es una VIE y si somos el principal beneficiario.

## SDG&E

La adquisición de energía de SDG&E está sujeta a requisitos de fiabilidad que pueden requerir que SDG&E celebre varios PPA que incluyen intereses variables. SDG&E evalúa las respectivas entidades para determinar si existen intereses variables y, con base en los análisis cualitativos y cuantitativos descritos anteriormente, si SDG&E, y por lo tanto Sempra, es el principal beneficiario.

SDG&E tiene contratos en virtud de los cuales compra energía que generan instalaciones a las que suministra todo el gas natural para alimentar las plantas generadoras de electricidad (es decir, contratos de suministro (tolling)). La obligación de SDG&E de asumir los costos del gas natural puede representar un interés variable significativo. Además, SDG&E tiene la facultad de instruir el despacho de la electricidad que generan estas instalaciones. Según nuestro análisis, la capacidad de instruir el despacho de electricidad puede tener el impacto más significativo en el rendimiento económico de la entidad propietaria de la planta generadora de electricidad debido a la exposición que se relaciona con el costo del gas natural, que alimenta las plantas, y al valor de la electricidad producida. En la medida en que SDG&E: (1) esté obligada a comprar y suministrar combustible para el funcionamiento de la planta, (2) tenga la facultad de instruir el despacho, y (3) compre toda la producción de la planta durante una

parte sustancial de la vida útil de la misma, SDG&E puede ser el principal beneficiario de la entidad propietaria de la planta generadora de electricidad. SDG&E determina si es el principal beneficiario en estos casos con base en un enfoque cualitativo en el que se consideran las características operacionales de la planta, incluida su producción de energía prevista en relación con su capacidad de generación y la estructura financiera de la entidad, entre otros factores. Si determinamos que SDG&E es el principal beneficiario, SDG&E y Sempra consolidan a la entidad propietaria de la planta como una VIE.

Además de los contratos de suministro (tolling), otros intereses variables incluyen varios elementos de costos de combustible y energía, y otros componentes de los flujos de efectivo que se espera sean pagados o recibidos por nuestras contrapartes. En la mayoría de estos casos, la expectativa de variabilidad no es sustancial, y por lo general SDG&E no tiene la facultad de dirigir las actividades que impactan de manera más significativa el desempeño económico de las otras VIE. Si nuestra evaluación continua de estas VIE concluyera que SDG&E se convierte en el principal beneficiario y que es necesaria la consolidación por parte de SDG&E, los efectos podrían ser significativos para la posición financiera y la liquidez de SDG&E y Sempra.

SDG&E determinó que ninguno de sus PPAs o contratos de suministro (tolling) resultó en que SDG&E fuere la principal beneficiaria de la VIE al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre 2022. Los PPAs o contratos de suministro (tolling) que se relacionan con el involucramiento de SDG&E con VIEs son principalmente contabilizados como arrendamientos financieros. Los valores registrados de los activos y pasivos bajo estos contratos se incluyen en PP&E, netos y pasivos de arrendamientos financieros con saldos de \$1,174 millones de dólares y \$1,194 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente. SDG&E recupera costos incurridos en PPAs, contratos de suministro (tolling) y otros intereses variables a través de planes de compra de energía de largo plazo aprobados por la CPUC. SDG&E no tiene interés residual en las entidades respectivas y no ha brindado ni garantizado cualquier apoyo de deuda o capital, arreglo de liquidez, garantías de cumplimiento u otros compromisos asociados con estos contratos salvo por los compromisos de compra descritos en la Nota 16 de los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual. Resultado de lo anterior, la exposición potencial de SDG&E a pérdidas por sus intereses variables en estas VIEs no es significativa.

### ***Sempra Texas Utilities***

Oncor Holdings es una VIE. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE debido a las medidas estructurales y operativas de protección y gobernanza que se han adoptado y que nos impiden tener la capacidad de dirigir las actividades principales de Oncor Holdings. Como resultado, no consolidamos Oncor Holdings y en su lugar registramos nuestra participación como una inversión bajo el método de participación. Ver la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual para mayor información sobre nuestra inversión bajo el método de participación en Oncor Holdings y las restricciones a nuestra capacidad de influir en sus actividades. Nuestra máxima exposición a pérdidas, que fluctúa con el tiempo, por nuestra participación en Oncor Holdings, no excede el valor en libros de nuestra inversión, que era de \$14,148 millones de dólares y \$13,665 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

### ***Sempra Infrastructure***

#### ***Cameron LNG JV***

Cameron LNG JV es una VIE principalmente debido a las disposiciones contractuales que transfieren ciertos riesgos a los clientes. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE porque no tenemos la facultad de dirigir las actividades más significativas de Cameron LNG, incluyendo la producción de LNG y la operación y mantenimiento de las instalaciones de licuefacción. Por lo tanto, registramos nuestra inversión en Cameron LNG JV bajo el método de participación. El valor en libros de nuestra inversión, incluidas las cantidades que se reconocen en la AOCI relacionadas con las coberturas del flujo de efectivo de tasas de interés en Cameron LNG JV fue de \$989 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023 y \$886 millones de dólares al 31 de diciembre de 2022. Nuestra máxima exposición a pérdidas, que fluctúa con el tiempo, incluye el valor en libros de nuestra inversión y nuestra obligación bajo la SDSRA, que describimos en la Nota 5.

#### ***CFIN***

Según describimos en la Nota 5, en julio de 2020, Sempra celebró un Contrato de Soporte en beneficio de CFIN, que es una VIE. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE porque no tenemos la capacidad de dirigir las principales actividades de CFIN, incluyendo decisiones de modificaciones, prepagos y refinanciamiento relacionadas con el acuerdo de financiamiento con acreedores externos y los cuatro propietarios de proyectos de Cameron LNG JV, así como la capacidad para determinar e implementar recursos en casos de incumplimiento. Las obligaciones sujetas a condición del Contrato de Soporte representan un interés variable que medimos a valor razonable recurrentemente (ver Nota 8). La exposición máxima de Sempra a una pérdida bajo los términos del Contrato de Soporte es de \$979 millones de dólares.

### *ECA LNG Fase 1*

ECA LNG Fase 1 es una VIE dado que su capital en riesgo total no es suficiente para financiar sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Esperamos que ECA LNG Fase 1 requerirá futuras contribuciones, u otro apoyo financiero para financiar la construcción de las instalaciones. Sempra es el principal beneficiario de este VIE dado que tenemos la capacidad para dirigir el desarrollo de las actividades relacionadas con la construcción y futura operación y mantenimiento de la instalación de licuefacción. Resultado de lo anterior, consolidamos ECA LNG Fase 1. Sempra consolidó \$1,430 millones de dólares y \$1,099 millones de dólares en activos al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre 2022, respectivamente, consistiendo principalmente en PP&E, neto, atribuible a ECA LNG Fase 1 que puede ser utilizado únicamente para cumplir obligaciones de este VIE y que no están disponibles para cumplir con obligaciones Sempra, y \$924 millones de dólares y \$685 millones de dólares en pasivos al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente, consistiendo principalmente en deuda a largo plazo, cuentas por pagar y deuda a corto plazo atribuible a ECA LNG Fase 1 respecto de los cuales los acreedores no tienen recurso en contra de la capacidad crediticia general de Sempra. Adicionalmente, según describimos en la Nota 6, IEnova y TotalEnergies SE han otorgado garantías por el 83.4% y 16.6%, respectivamente, de las líneas de crédito que apoyan la construcción de la instalación de licuefacción.

### *Port Arthur LNG*

Port Arthur LNG es una VIE dado que su capital total en riesgo no es suficiente para financiar sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Esperamos que Port Arthur LNG requiera futuras aportaciones de capital u otros apoyos financieros para financiar la construcción del proyecto PA LNG Fase 1. Sempra es el principal beneficiario de este VIE dado que tenemos la capacidad para dirigir las actividades relacionadas con la construcción y futura operación y mantenimiento de la instalación de licuefacción. Resultado de lo anterior, consolidamos Port Arthur LNG. Sempra consolidó \$3,830 millones de dólares de activos al 30 de septiembre de 2023 consistentes principalmente de PP&E, neto, otros activos de largo plazo y efectivo restringido atribuible a Port Arthur LNG que únicamente podía ser utilizado para cumplir obligaciones de este VIE y que no están disponibles para cumplir obligaciones de Sempra, y \$788 millones de dólares de deuda al 30 de septiembre de 2023, consistiendo principalmente de cuentas por pagar y deuda a largo plazo atribuible a Port Arthur LNG respecto de los cuales los acreedores no tienen recurso en contra de la capacidad crediticia general de Sempra.

## **PENSIONES Y PBOP**

### ***Costo de Beneficio Periódico Neto***

Las siguientes tablas presentan los componentes del costo de beneficios periódicos neto. Los componentes del costo de beneficios periódicos neto, distintos al componente de costo de servicio, son incluidos en la tabla Otra Utilidad (Gasto), Neta, siguiente.

**COSTO DEL BENEFICIO PERIÓDICO NETO – SEMPRA***(En millones de dólares)*

	Pensiones		PBOP	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Costo de servicio	\$ 25	\$ 27	\$ 3	\$ 4
Costo de intereses	39	29	9	7
Rendimiento esperado de los activos	(42)	(46)	(17)	(16)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	2	3	(1)	(1)
Pérdida (ganancia) actuarial	3	8	(5)	(4)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	27	21	(11)	(10)
Ajustes reglamentarios	30	87	10	10
<b>Total de gasto (ingreso) reconocido</b>	<b>\$ 57</b>	<b>\$ 108</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ —</b>

	Pensiones		PBOP	
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Costo de servicio	\$ 82	\$ 110	\$ 10	\$ 17
Costo de intereses	118	88	28	21
Rendimiento esperado de los activos	(127)	(137)	(52)	(48)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	4	8	(2)	(2)
Pérdida (ganancia) actuarial	7	19	(17)	(11)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	84	88	(33)	(23)
Ajustes reglamentarios	88	84	32	23
<b>Total de gasto (ingreso) reconocido</b>	<b>\$ 172</b>	<b>\$ 172</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ —</b>

**COSTO DEL BENEFICIO PERIÓDICO NETO – SDG&E***(En millones de dólares)*

	Pensiones		PBOP	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Costo de servicio	\$ 8	\$ 8	\$ 1	\$ 1
Costo de intereses	10	7	2	1
Rendimiento esperado de los activos	(9)	(13)	(2)	(2)
Amortización de:				
Pérdida (ganancia) actuarial	2	—	—	(1)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	11	2	1	(1)
Ajustes reglamentarios	3	24	(1)	1
<b>Total de gasto reconocido</b>	<b>\$ 14</b>	<b>\$ 26</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>

	Pensiones		PBOP	
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Costo de servicio	\$ 24	\$ 28	\$ 2	\$ 4
Costo de intereses	30	20	6	4
Rendimiento esperado de los activos	(29)	(35)	(6)	(7)
Amortización de:				
Pérdida (ganancia) actuarial	4	1	(1)	(2)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	29	14	1	(1)
Ajustes reglamentarios	11	26	(1)	1
<b>Total de gasto reconocido</b>	<b>\$ 40</b>	<b>\$ 40</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>

**COSTO DEL BENEFICIO PERIÓDICO NETO – SOCIALGAS***(En millones de dólares)*

	Pensiones		PBOP	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Costo de servicio	\$ 15	\$ 16	\$ 2	\$ 3
Costo de intereses	24	20	7	5
Rendimiento esperado de los activos	(29)	(30)	(14)	(13)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	1	2	(1)	(1)
Pérdida (ganancia) actuarial	1	6	(5)	(3)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	12	14	(11)	(9)
Ajustes reglamentarios	27	63	11	9
<b>Total de gasto reconocido</b>	<b>\$ 39</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
	Costo de servicio	\$ 49	\$ 72	\$ 7
Costo de intereses	75	61	21	16
Rendimiento esperado de los activos	(89)	(94)	(44)	(40)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	3	6	(2)	(2)
Pérdida (ganancia) actuarial	1	14	(15)	(9)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	39	59	(33)	(22)
Ajustes reglamentarios	77	58	33	22
<b>Total de gasto reconocido</b>	<b>\$ 116</b>	<b>\$ 117</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>

**ACTIVOS DEDICADOS EN APOYO DE CIERTOS PLANES DE BENEFICIOS**

En apoyo a su Planes Adicionales de Retiro Ejecutivo, Restauración de Saldo de Efectivo y de Compensación Diferida, Sempra mantiene activos dedicados, incluyendo un Fideicomiso Rabbi e inversiones en contratos de seguros de vida, que alcanzaron \$513 millones de dólares y \$505 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

## UTILIDAD INTEGRAL

La siguiente tabla presenta cambios en AOCI por componente y montos reclasificados fuera de AOCI a utilidad neta, después de montos atribuibles a NCI.

### CAMBIOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA POR COMPONENTE<sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Ajuste por conversión de divisas	Instrumentos financieros	Pensiones y PBOP	AOCI Total
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022				
<b>Sempra:</b>				
Balance al 30 de junio de 2023	\$ (38)	\$ 14	\$ (97)	\$ (121)
OCI antes de reclasificaciones	(5)	116	—	111
Cantidades reclasificadas de AOCI <sup>(2)</sup>	—	(51)	1	(50)
OCI neto <sup>(2)</sup>	(5)	65	1	(61)
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ (43)	\$ 79	\$ (96)	\$ (60)
<b>Balance al 30 de junio de 2022</b>				
Balance al 30 de junio de 2022	\$ (65)	\$ (30)	\$ (72)	\$ (167)
OCI antes de reclasificaciones	—	40	—	40
Cantidades reclasificadas de AOCI	—	5	2	7
OCI neto	—	45	2	47
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ (65)	\$ 15	\$ (70)	\$ (120)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Balance al 30 de junio de 2023 y al 30 de septiembre de 2023			\$ (7)	\$ (7)
<b>Balance al 30 de junio de 2022</b>				
Balance al 30 de junio de 2022			\$ (10)	\$ (10)
Cantidades reclasificadas de AOCI			1	1
OCI neto			1	1
Balance al 30 de septiembre de 2022			\$ (9)	\$ (9)
<b>SoCalGas:</b>				
Balance al 30 de junio de 2023 y al 30 de septiembre de 2023		\$ (11)	\$ (11)	\$ (22)
<b>Balance al 30 de junio de 2022</b>				
Balance al 30 de junio de 2022		\$ (12)	\$ (17)	\$ (29)
Cantidades reclasificadas de AOCI		—	1	1
OCI neto		—	1	1
Balance al 30 de septiembre de 2022		\$ (12)	\$ (16)	\$ (28)

<sup>(1)</sup> Todos los montos son netos de impuestos a la utilidad, si están sujetos a impuestos, y después de NCI.

<sup>(2)</sup> La AOCI total incluye (\$46) de instrumentos financieros asociados a la venta de NCI a KKR Denali, que describimos más adelante en "Otra Participación No Controladora – Sempra Infrastructure." Esta transacción no afectó los Estados Consolidados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral.

## CAMBIOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA POR COMPONENTE<sup>(1)</sup> (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Ajuste por conversión de divisas	Instrumentos financieros	Pensiones y PBOP	AOCI Total
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022				
<b>Sempra:</b>				
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ (59)	\$ 10	\$ (86)	\$ (135)
OCI antes de reclasificaciones	16	129	(13)	132
Cantidades reclasificadas de AOCI <sup>(2)</sup>	—	(60)	3	(57)
OCI neto <sup>(2)</sup>	16	69	(10)	75
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ (43)	\$ 79	\$ (96)	\$ (60)
Balance al 31 de diciembre de 2021	\$ (79)	\$ (156)	\$ (83)	\$ (318)
OCI antes de reclasificaciones	4	151	7	162
Cantidades reclasificadas de AOCI <sup>(3)</sup>	10	20	6	36
OCI neto <sup>(3)</sup>	14	171	13	198
Balance al 30 de septiembre de 2022	\$ (65)	\$ 15	\$ (70)	\$ (120)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Balance al 31 de diciembre de 2022 y al 30 de septiembre de 2023			\$ (7)	\$ (7)
Balance al 31 de diciembre de 2021			\$ (10)	\$ (10)
Cantidades reclasificadas de AOCI			1	1
OCI neto			1	1
Balance al 30 de septiembre de 2022			\$ (9)	\$ (9)
<b>SoCalGas:</b>				
Balance al 31 de diciembre de 2022		\$ (12)	\$ (12)	\$ (24)
Cantidades reclasificadas de AOCI		1	1	2
OCI neto		1	1	2
Balance al 30 de septiembre de 2023		\$ (11)	\$ (11)	\$ (22)
Balance al 31 de diciembre de 2021		\$ (13)	\$ (18)	\$ (31)
Cantidades reclasificadas de AOCI		1	2	3
OCI neto		1	2	3
Balance al 30 de septiembre de 2022		\$ (12)	\$ (16)	\$ (28)

<sup>(1)</sup> Todos los montos son netos de impuestos a la utilidad, si están sujetos a impuestos, y después de NCI.

<sup>(2)</sup> La AOCI total incluye (\$46) de instrumentos financieros asociados a la venta de NCI a KKR Denali, que describimos más adelante en "Otra Participación No Controladora – Sempra Infrastructure." Esta transacción no afectó los Estados Consolidados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral.

<sup>(3)</sup> La AOCI total incluye \$9 de ajuste por conversión de divisas asociado a la venta de NCI a ADIA, que describimos más adelante en "Otra Participación No Controladora – Sempra Infrastructure." Esta transacción no afectó los Estados Consolidados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral.

## RECLASIFICACIONES DE OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA

(En millones de dólares)

Detalles acerca de AOCI	Cantidades reclasificadas de AOCI		Partida afectada en los Estados Consolidados Condensados de Resultados
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		
	2023	2022	
<b>Sempra:</b>			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 2	Gasto por Intereses
Instrumentos de tasa de interés	(12)	1	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>
Instrumentos de cambio de divisas	(1)	—	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Instrumentos de cambio de divisas	(1)	—	Participación en Utilidades
Instrumentos de tasas de interés y cambio de divisas	—	3	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Total antes de impuestos	(13)	6	
	2	(2)	Beneficio (Gasto) por Impuestos
Total neto de impuestos	(11)	4	
	6	1	Utilidades Atribuibles a Participación No Controladora
Total neto de impuestos y después de NCI	\$ (5)	\$ 5	
<b>Pensiones y PBOP<sup>(2)</sup>:</b>			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 1	\$ 2	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Amortización de costo de servicio previo	1	1	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Total antes de impuestos	2	3	
	(1)	(1)	Beneficio (Gasto) por Impuestos
Total neto de impuestos	\$ 1	\$ 2	
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos y después de NCI	\$ (4)	\$ 7	
<b>SDG&amp;E:</b>			
Pensiones y PBOP <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ —	\$ 1	Otra Utilidad Neta
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos	\$ —	\$ 1	
<b>SoCalGas:</b>			
Pensiones y PBOP <sup>(2)</sup> :			
Amortización de costo de servicio previo	\$ —	\$ 1	Otra Pérdida Neta
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos	\$ —	\$ 1	

<sup>(1)</sup> La participación en utilidades de nuestras empresas extranjeras bajo el método de participación se reconocen después de impuestos.

<sup>(2)</sup> Los montos se incluyen en el cálculo de los costos por beneficios periódicos netos (ver "Costo de Beneficios Periódico Neto" más arriba).

## RECLASIFICACIONES DE OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

Detalles acerca de AOCI	Cantidades reclasificadas de AOCI		Partida afectada en los Estados Consolidados Condensados de Resultados
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2023	2022	
<b>Sempra:</b>			
Ajustes por conversión de divisas	\$ —	\$ 1	Operación y Mantenimiento
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	Gasto por Intereses
Instrumentos de tasa de interés	(33)	28	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>
Instrumentos de cambio de divisas	—	(2)	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía
	1	1	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Instrumentos de cambio de divisas	1	(1)	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>
Instrumentos de tasas de interés y cambio de divisas	(1)	(1)	Gasto por Intereses
	(6)	(3)	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Total antes de impuestos	(37)	23	
	5	(7)	Beneficio (Gasto) por Impuestos
Total neto de impuestos	(32)	16	
	18	4	Utilidades Atribuibles a Participación No Controladora
Total neto de impuestos y después de NCI	\$ (14)	\$ 20	
Pensiones y PBOP <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 2	\$ 6	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Amortización de costo de servicio previo	2	3	Otra Utilidad (Pérdida) Neta
Total antes de impuestos	4	9	
	(1)	(3)	Beneficio (Gasto) por Impuestos
Total neto de impuestos	\$ 3	\$ 6	
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos y después de NCI	\$ (11)	\$ 27	
<b>SDG&amp;E:</b>			
Pensiones y PBOP <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ —	\$ 1	Otra Utilidad Neta
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos	\$ —	\$ 1	
<b>SoCalGas:</b>			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	Gasto por Intereses
Pensiones y PBOP <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ —	\$ 1	Otra Pérdida Neta
Amortización de costo de servicio previo	1	1	Otra Pérdida Neta
Total neto de impuestos	\$ 1	\$ 2	
Total de reclasificaciones por el periodo, neto de impuestos	\$ 2	\$ 3	

<sup>(1)</sup> La participación en utilidades de nuestras empresas extranjeras bajo el método de participación se reconocen después de impuestos.

<sup>(2)</sup> Los montos se incluyen en el cálculo de los costos por beneficios periódicos netos (ver "Costo de Beneficios Periódico Neto" más arriba).

## CAPITAL CONTABLE Y PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

### Acciones Comunes de Sempra

El 12 de mayo de 2023, los accionistas de Sempra aprobaron una modificación a los Estatutos Sociales de Sempra para aumentar el número de acciones autorizadas de las acciones comunes de Sempra de 750,000,000 a 1,125,000,000.

### Split de Acciones Comunes de Sempra en la Forma de un Dividendo de Acciones

El 2 de agosto de 2023, el consejo de administración de Sempra declaró un split de las acciones comunes de Sempra a razón de dos a una en la forma de un dividendo 100% en acciones para accionistas registrados al cierre del 14 de agosto de 2023. Cada uno de los accionistas registrados recibió una acción adicional de las acciones comunes de Sempra por cada acción común de Sempra de la que era propietario en ese momento, que fueron distribuidas después del cierre de mercado el 21 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra empezaron a cotizar dando efectos al split a partir del 22 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra siguen sin tener valor nominal con 1,125,000,000 acciones autorizadas.

Todas las acciones e información por acción relacionada con las acciones comunes emitidas y en circulación y premios convertibles en acciones comunes se ajustaron retroactivamente para reflejar el split de acciones y se muestran con base en los efectos después del split.

### Recompra de Acciones Comunes de Sempra

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, recomparamos 411,447 de nuestras acciones comunes por \$32 millones de dólares y 404,806 de nuestras acciones comunes por \$28 millones de dólares, respectivamente, de participantes en el plan de incentivos a largo plazo para cumplir con los requisitos de retención fiscal regulatorios en relación con la adquisición de RSUs y el ejercicio de opciones.

El 11 de enero de 2022, celebramos un programa de ASR en virtud del cual pagamos anticipadamente \$200 millones de dólares para recomprar nuestras acciones comunes en una operación a plazo (*share forward transaction*). Se recompraron un total de 2,945,512 acciones bajo este programa a un precio promedio de \$67.90 dólares por acción. El número total de acciones compradas se determinó dividiendo el precio de compra de \$200 millones de dólares por la media aritmética de los precios de negociación promedio ponderados por volumen de las acciones comunes durante el periodo de valuación del 12 de enero de 2022 al 11 de febrero de 2022, menos un descuento fijo. El programa ASR concluyó el 11 de febrero de 2022.

El 6 de abril de 2022, celebramos un programa de ASR conforme al cual pagamos anticipadamente \$250 millones de dólares para recomprar acciones de nuestras acciones comunes en una operación a plazo (*share forward transaction*). Se compraron un total de 2,943,914 acciones conforme a este programa a un precio promedio de \$84.92 dólares por acción. El número total de acciones compradas se determine dividiendo el precio de compra de \$250 millones de dólares por la media aritmética de los precios de negociación promedio ponderados por volumen de nuestras acciones comunes durante el periodo de valuación del 7 de abril de 2022 al 25 de abril de 2022, menos un descuento fijo. El programa ASR concluyó el 25 de abril de 2022.

### Otra Participación No Controladora

La siguiente tabla presenta información sobre el NCI en poder de terceros en subsidiarias o entidades consolidadas por nosotros y registradas en Otra Participación no Controladora en el Capital Total en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

OTRA PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA				
(En millones de dólares)				
	Porcentaje de participación mantenido por participación no controladora		Capital mantenido por participación no controladora	
	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>Sempra Infrastructure:</b>				
SI Partners	30.0 %	30.0 %	\$ 4,011	\$ 2,060
Subsidiarias de SI Partners <sup>(1)</sup>	0.1 – 42.0	0.1 – 16.6	989	61
Total Sempra			\$ 5,000	\$ 2,121

<sup>(1)</sup> SI Partners tiene subsidiarias con NCI mantenidas con otros. Los rangos de porcentajes reflejan los porcentajes más altos y más bajos de participación entre estas subsidiarias.

## *Sempra Infrastructure*

**Venta de NCI a KKR Denali.** En septiembre de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de una NCI indirecta de 42% en el proyecto PA LNG Fase 1 a KKR Denali por una contraprestación en efectivo total de aproximadamente \$984 millones de dólares, incluyendo su aportación proporcional en los costos de desarrollo incurridos antes del cierre en exceso de \$439 millones de dólares, sujeto a ajustes posteriores al cierre habituales. Como resultado de esta venta, registramos un aumento de \$1.1 mil millones de dólares en capital propiedad de NCI y una disminución en el capital contable de Sempra de \$56 millones de dólares, incluyendo \$11 millones de dólares en costos de transacción y neto de un beneficio fiscal de \$22 millones de dólares.

Al cierre de la venta de NCI a KKR Denali, el contrato de sociedad de responsabilidad limitada fue modificado y reexpresado para incluir a KKR Denali como miembro de dicha compañía y para establecer ciertas disposiciones de gobierno corporativo y otros acuerdos con respecto al financiamiento del proyecto de PA LNG Fase 1. Conforme al contrato de sociedad de responsabilidad limitada, (i) la subsidiaria indirecta de SI Partners (a) es el miembro administrador; (b) exclusivamente mantiene el derecho para realizar decisiones con respecto a ciertas ampliaciones, tales como el potencial proyecto PA LNG Fase 2; (c) tiene ciertos derechos a distribuciones preferenciales de ingresos específicos y la ampliación de pagos de actualización; y (d) a través de una sociedad controladora que es subsidiaria de Sempra, tiene una asignación desproporcionadamente superior de determinados compromisos de aportación de capital en determinadas situaciones de rebasamiento presupuestario, y (ii) KKR Denali tiene ciertos derechos de voto de protección de inversionista. La subsidiaria indirecta de SI Partners y KKR Denali también asumió compromisos de aportaciones de capital para financiar sus respectivas participaciones en el capital del monto de financiamiento de costos de capital de desarrollo anticipado del proyecto PA LNG Fase 1, excepto en los escenarios de rebasamiento presupuestario mencionados anteriormente.

Al cierre de la venta de NCI a KKR Denali, Sempra mantiene una participación indirecta en el proyecto PA LNG Fase 1 de 19.6%.

**Venta de NCI a una Afiliada de ConocoPhillips.** En marzo de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de 30% de NCI indirecta en el proyecto PA LNG Fase 1 a una afiliada de ConocoPhillips por una contraprestación en efectivo total por \$254 millones de dólares, sujeto a ajustes habituales posteriores al cierre. Como resultado de esta venta, registramos un aumento de \$234 millones de dólares en el capital mantenido por NCI y un aumento en el capital contable de Sempra de \$12 millones de dólares, neto de \$3 millones de dólares en costos de transacción y \$5 millones de dólares en gastos fiscales.

Al cierre de la venta de una NCI a la afiliada de ConocoPhillips, el contrato de responsabilidad limitada fue modificado y reexpresado para incluir a la afiliada de ConocoPhillips como miembro de dicha compañía y para establecer ciertas disposiciones de gobierno corporativo y otros acuerdos con respecto al financiamiento del proyecto PA LNG Fase 1. Conforme al contrato de responsabilidad limitada, dicha compañía será generalmente administrada por un consejo de administración, constituido inicialmente por tres representantes designados por la subsidiaria indirecta de SI Partners y dos representantes designados por la afiliada de ConocoPhillips.

La subsidiaria indirecta de SI Partners y la afiliada de ConocoPhillips han asumido ciertos compromisos habituales de aportaciones de capital para financiar su parte proporcional del capital total previsto para la parte del capital de los costos de desarrollo anticipados del proyecto PA LNG Fase 1. Adicionalmente, tanto SI Partners como ConocoPhillips otorgaron garantías relativas al compromiso de sus afiliadas respectivas para aportar su parte proporcional de capital para financiar el 110% del presupuesto de desarrollo del proyecto PA LNG Fase 1, por un monto agregado de hasta \$9.0 mil millones de dólares. La garantía de SI Partners cubre el 70% de este importe más los gastos de ejecución de su garantía.

**Venta de NCI a ADIA.** En junio de 2022, Sempra y ADIA consumaron la transacción prevista en el contrato de compraventa de fecha 21 de diciembre de 2021 (el Contrato de Compraventa ADIA). Conforme al Contrato de Compraventa ADIA, ADIA adquirió Unidades Clase A representativas del 10% de una NCI en SI Partners por un precio de compra de \$1.7 mil millones de dólares. Después del cierre de la operación. Sempra, KKR Pinnacle y ADIA mantienen directa o indirectamente el 70%, 20% y 10%, respectivamente, de las Unidades Clase A en circulación de SI Partners, que excluye la Participación Exclusiva de Riesgo sin derecho a voto mantenida únicamente por Sempra. Como resultado de la venta a ADIA, registramos un aumento de \$709 millones de dólares de capital mantenido por NCI y un aumento en el capital contable de Sempra de \$710 millones de dólares, neto de \$12 millones de dólares de costos de transacción y \$300 millones de dólares de impactos fiscales. Los costos de la transacción incluyen \$10 millones de dólares pagados a ADIA por reembolso de ciertos gastos en los que ADIA incurrió en relación con el cierre de la transacción.

**Aportaciones de NCI.** En octubre de 2021, KKR Pinnacle adquirió una NCI de 20% en SI Partners. Conforme al contrato de asociación limitada que rige nuestros respectivos derechos y obligaciones en KKR Pinnacle respecto de nuestra y su participación en SI Partners, KKR Pinnacle tuvo derecho a recibir un crédito por \$200 millones de dólares de Sempra para ser utilizado en

llamadas de capital una vez que el proyecto LNG llegó a una decisión final de inversión positiva y cumplió con ciertas tasas internas de rendimiento proyectadas. En los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, KKR Pinnacle utilizó \$14 millones de dólares y \$200 millones de dólares, respectivamente, de su crédito para fondar su parte de aportaciones a SI Partners. Como resultado, registramos un aumento de \$200 millones de dólares en capital mantenido por NCI y una disminución en el capital contable de Sempra por \$145 millones de dólares, neto de beneficio fiscal.

## UTILIDADES POR ACCIÓN COMÚN DE SEMPRA

La EPS básica se calcula dividiendo las utilidades atribuibles a las acciones comunes por el promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el período. La EPS diluida incluye la posible dilución de las acciones comunes equivalentes que podría producirse si se ejercieran o convirtieran en acciones comunes los valores u otros contratos para la emisión de acciones comunes.

### CÁLCULOS DE UTILIDADES POR ACCIÓN COMÚN

(En millones de dólares, excepto montos por acción; acciones en miles)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>Numerador:</b>				
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 721	\$ 485	\$ 2,293	\$ 1,656
<b>Denominador:</b>				
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para la EPS básica <sup>(1)</sup>	630,036	629,447	629,963	630,603
Efecto por dilución de las opciones de compra de acciones y RSUs <sup>(2)</sup>	2,288	2,728	2,268	2,311
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS diluida	632,324	632,175	632,231	632,914
<b>EPS:</b>				
Básica	\$ 1.14	\$ 0.77	\$ 3.64	\$ 2.63
Diluida	\$ 1.14	\$ 0.77	\$ 3.63	\$ 2.62

<sup>(1)</sup> Incluye 716 y 803 RSUs totalmente devengadas que se mantienen en nuestro Plan de Compensación Diferida por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, respectivamente, y 716 y 805 de dichas RSUs por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, respectivamente. Estas RSUs totalmente devengadas se incluyen en el promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS básica, dado que no hay condiciones bajo las cuales dichas acciones no serían emitidas.

<sup>(2)</sup> Debido a las fluctuaciones de mercado tanto de las acciones comunes de Sempra como de los índices comparables utilizados para determinar el porcentaje a devengar de nuestros RSUs basadas en el retorno total a los accionistas, que describimos en la Nota 10 de las Notas de los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual, las RSUs de dilución pueden variar significativamente de período a período.

El impacto dilutivo potencial de las opciones de acciones y las RSU se calcula con el método de acciones de tesorería. Conforme a este método, se asume que los ingresos basados en el precio de ejercicio y la compensación no devengada se utilizan para recomprar acciones en el mercado abierto al precio promedio de mercado del período, lo que reduce el número de posibles nuevas acciones que se emitirán y a veces provoca un efecto anti-dilutivo. El cálculo de EPS diluidas por los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 excluye 624,242 y 470,804 acciones potencialmente dilutivas, respectivamente, y el cálculo de EPS diluidas por los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022 excluye ningunas acciones potencialmente dilutivas y 230,752 acciones potencialmente dilutivas, respectivamente, porque incluirlas sería anti dilutivo para el período. Sin embargo, estas acciones podrían diluir potencialmente la EPS básica en el futuro.

De conformidad con los planes de compensaciones en acciones de Sempra, el Comité de Compensación y Desarrollo de Talento del consejo de administración de Sempra otorgó 326,574 opciones en acciones no calificadas, 661,620 RSUs con base en desempeño, y 272,729 RSUs con base en servicios en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, principalmente en enero.

Describimos los planes de compensación en acciones y las asignaciones relacionadas y los términos y condiciones de los valores de capital de Sempra en las Notas 10, 13 y 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

## TRANSACCIONES CON AFILIADAS

Resumimos los montos adeudados por y a afiliadas no consolidadas en Sempra, SDG&E y SoCalGas en la siguiente tabla.

<b>MONTOS ADEUDADOS POR (A) AFILIADAS NO CONSOLIDADAS</b>		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>Sempra:</b>		
Acuerdo de reparto de impuestos con Oncor Holdings	\$ 34	\$ 41
Diversas afiliadas	8	13
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	\$ 42	\$ 54
<b>Sempra Infrastructure<sup>(1)</sup>:</b>		
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. – 5.5% Nota con vencimiento al 9 de enero de 2024	\$ (5)	\$ —
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (5)	\$ —
<b>Sempra Infrastructure<sup>(1)</sup>:</b>		
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.:		
5.5% Nota con vencimiento al 9 de enero de 2024	\$ —	\$ (40)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2025	(24)	(23)
5.5% Nota con vencimiento al 16 de julio de 2025	(22)	(21)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2026	(20)	(19)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de julio de 2026	(11)	(11)
5.5% Nota con vencimiento al 19 de enero de 2027	(14)	—
5.5% Nota con vencimiento al 21 de julio de 2027	(17)	—
TAG – 5.74% Nota con vencimiento al 17 de diciembre de 2029	(195)	(187)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – no circulante	\$ (303)	\$ (301)
<b>SDG&amp;E:</b>		
SoCalGas	\$ 8	\$ —
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ 8	\$ —
Sempra	\$ (38)	\$ (49)
SoCalGas	—	(72)
Diversas afiliadas	(11)	(14)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (49)	\$ (135)
Impuestos a la utilidad adeudados (a) por Sempra <sup>(2)</sup>	\$ (43)	\$ 10
<b>SoCalGas:</b>		
SDG&E	\$ —	\$ 72
Diversas afiliadas	1	5
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	\$ 1	\$ 77
Sempra	\$ (30)	\$ (36)
SDG&E	(8)	—
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (38)	\$ (36)
Impuestos a la utilidad adeudados a Sempra <sup>(2)</sup>	\$ (6)	\$ (16)

<sup>(1)</sup> Créditos denominados en dólares a una tasa de interés fija. Los montos incluyen el balance de principal más los intereses acumulados pendientes.

<sup>(2)</sup> SDG&E y SoCalGas se incluyen en la declaración consolidada de impuestos de Sempra y su respectivo gasto de impuestos se computa como un monto igual al cual hubiera resultado en caso de cada compañía hubiere presentado su declaración individual. Los montos incluyen impuestos a la utilidad circulante y no circulante adeudados a/por Sempra.

La siguiente tabla resume el estado de resultados de afiliadas no consolidadas.

### IMPACTO EN EL ESTADO DE RESULTADOS POR AFILIADAS NO CONSOLIDADAS

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>Sempra:</b>				
Ingresos	\$ 10	\$ 10	\$ 34	\$ 32
Utilidad por intereses	—	2	—	16
Gasto por intereses	3	4	11	12
<b>SDG&amp;E:</b>				
Ingresos	\$ 5	\$ 4	\$ 15	\$ 12
Costo de ventas	25	17	82	67
<b>SoCalGas:</b>				
Ingresos	\$ 29	\$ 24	\$ 91	\$ 73
Costo de ventas <sup>(1)</sup>	2	(1)	37	(5)

<sup>(1)</sup> Incluye costos netos de las materias primas de operaciones de gas natural con afiliadas no consolidadas.

### Garantías

Sempra otorgó garantías relacionadas con el SDSRA de Cameron LNG JV y Contrato de Soporte de CFIN, las cuales permanecen pendientes. Describimos estas garantías en la Nota 5 más adelante y en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

## OTRA UTILIDAD (GASTO), NETA

Otra Utilidad (Gasto), Neta, consiste en lo siguiente:

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>OTRA UTILIDAD (GASTO), NETA</b>				
<i>(En millones de dólares)</i>				
<b>Sempra:</b>				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 35	\$ 35	\$ 105	\$ 104
Pérdidas de inversión, neta <sup>(1)</sup>	(19)	(13)	(2)	(60)
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de tasa de interés y de cambio de divisas, neta	1	(3)	5	2
(Pérdidas) ganancias por conversiones cambiarias, neta <sup>(2)</sup>	(3)	4	1	(18)
Componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto	(28)	(77)	(79)	(45)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	19	7	56	12
Otros menores, netos	(2)	7	(11)	2
<b>Total</b>	<b>\$ 3</b>	<b>\$ (40)</b>	<b>\$ 75</b>	<b>\$ (3)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 21	\$ 22	\$ 67	\$ 64
Componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto	(5)	(17)	(14)	(8)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	10	5	31	9
Otros menores, netos	(1)	2	(9)	3
<b>Total</b>	<b>\$ 25</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 75</b>	<b>\$ 68</b>
<b>SoCalGas:</b>				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 14	\$ 14	\$ 38	\$ 40
Componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto	(22)	(58)	(60)	(32)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	9	2	25	3
Otros menores, netos	(3)	(1)	(12)	(16)
<b>Total</b>	<b>\$ (2)</b>	<b>\$ (43)</b>	<b>\$ (9)</b>	<b>\$ (5)</b>

<sup>(1)</sup> Representa pérdidas de inversión netas en activos dedicados en apoyo de nuestros planes de retiro ejecutivo y de compensación diferida. Estos montos se compensan por cambios correspondientes en el gasto por compensación relacionado con los planes, registrado en O&M en los Estados Consolidados Condensados de Resultados.

<sup>(2)</sup> Incluye pérdidas de \$11 en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022 de conversiones de dólares de los EE.UU. de un crédito denominado en pesos mexicanos a IMG, que se compensan por montos correspondientes incluidos en Participación en Utilidades en el Estado Consolidado Condensado de Resultados.

## IMPUESTOS A LA UTILIDAD

Presentamos nuestros cálculos de ETRs en la siguiente tabla.

<b>(BENEFICIO) GASTO POR IMPUESTOS Y TASA DE IMPUESTOS EFECTIVA</b>				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>Sempra:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (52)	\$ 21	\$ 499	\$ 435
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	\$ 323	\$ 165	\$ 2,175	\$ 1,194
Participación en utilidades, antes de impuestos <sup>(1)</sup>	133	134	418	436
Utilidad antes de impuestos	\$ 456	\$ 299	\$ 2,593	\$ 1,630
Tasa de impuestos efectiva	(11)%	7 %	19 %	27 %
<b>SDG&amp;E:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (15)	\$ 35	\$ (4)	\$ 141
Utilidad antes de impuestos	\$ 259	\$ 306	\$ 712	\$ 822
Tasa de impuestos efectiva	(6)%	11 %	(1)%	17 %
<b>SoCalGas:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (5)	\$ (28)	\$ 68	\$ 75
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 11	\$ (110)	\$ 600	\$ 415
Tasa de impuestos efectiva	(45)%	25 %	11 %	18 %

<sup>(1)</sup> Describimos cómo reconocemos participación en utilidades en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Sempra, SDG&E y SoCalGas registran los impuestos para los períodos intermedios utilizando una proyección del ETR anticipado para todo el ejercicio. Los elementos inusuales e infrecuentes y elementos que no se pueden calcular de forma fiable se registran en el período intermedio en el que se producen, lo que puede dar lugar a una variación en la ETR.

Para SDG&E y SoCalGas, la CPUC requiere un tratamiento de flujo a través de la tasa para el beneficio o gasto actual del impuesto que surge de ciertas diferencias relacionadas con la propiedad y otras diferencias temporales entre el tratamiento para los informes financieros y el impuesto, que se revertirá con el tiempo. Según el tratamiento contable reglamentario requerido para estas diferencias temporales de flujo, los activos y pasivos del impuesto diferido no se registran en gasto de impuesto diferido, sino en un activo o pasivo reglamentario, que afecta a la ETR. Como resultado, los cambios en el tamaño relativo de estos elementos en comparación con los ingresos antes de impuestos, de un período a otro, pueden causar variaciones en la ETR. Los siguientes elementos están sujetos al tratamiento de flujo:

- gastos por reparaciones relacionados con una parte de los activos fijos de una planta de servicios públicos
- la parte de capital de AFUDC, que está exenta de impuestos
- una parte de los costos por remover activos de una planta de servicios públicos
- gastos de desarrollo de software propio para servicios públicos
- depreciación de una parte de los activos de planta de servicios públicos
- impuestos estatales

AFUDC relacionada con capital registrado para proyectos de construcción regulados en Sempra Infrastructure tienen un tratamiento similar.

Conforme a la IRA, iniciando en 2023, el alcance de los proyectos elegibles para créditos fiscales a la inversión se amplió para incluir proyectos independientes de almacenamiento de energía. La IRA también ofreció una elección que permite prospectivamente que los créditos fiscales a la inversión relacionados con proyectos independientes de almacenamiento de energía sean devueltos a los clientes de servicios públicos durante un período que es más corto que la vida del activo aplicable.

Bajo esta elección, SDG&E registró una obligación regulatoria para compensar estos créditos fiscales a la inversión, lo que redujo el ETR de SDG&E y Sempra en 2023.

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. Como resultado de este Procedimiento de Ingresos, SoCalGas actualizó su evaluación de los beneficios por impuestos no reconocidos de años anteriores y, en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, registró un beneficio por impuestos de \$43 millones de dólares por beneficios por impuestos no reconocidos anteriormente correspondientes a gastos de reparación de gas. SoCalGas registró un pasivo reglamentario asociado por la parte que beneficiaría a los clientes en el futuro. Estamos evaluando los posibles impactos futuros de este Procedimiento de Ingresos.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022, reconocemos un gasto de impuestos por \$120 millones de dólares por un pasivo por impuestos diferido relacionado con las diferencias de base externas en nuestras subsidiarias extranjeras que previamente habíamos considerado que se reinvertirían indefinidamente.

---

## NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

No hay pronunciamientos contables recientes que han tenido o pueden tener un efecto significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o reportes de información.

### NOTA 3. INGRESOS

Describimos el reconocimiento de ingresos por concepto de ingresos procedentes de contratos con clientes y por fuentes distintas de los contratos con clientes en la Nota 3 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

En la siguiente tabla se desglosan nuestros ingresos por contratos con clientes por principal línea de servicio y mercado, y se presenta una conciliación de los ingresos totales por segmento. La mayoría de nuestros ingresos se reconocen en el tiempo.

#### INGRESOS DESAGREGADOS

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Infrastructure	Ajustes consolidados y Sociedad Controladora y otros	Sempra
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023					
<b>Por principal línea de servicio:</b>					
Servicios públicos	\$ 1,438	\$ 1,120	\$ 18	\$ (35)	\$ 2,541
Negocios relacionados con la energía	—	—	369	(16)	353
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,438	\$ 1,120	\$ 387	\$ (51)	\$ 2,894
<b>Por mercado:</b>					
Gas	\$ 182	\$ 1,120	\$ 234	\$ (30)	\$ 1,506
Electricidad	1,256	—	153	(21)	1,388
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,438	\$ 1,120	\$ 387	\$ (51)	\$ 2,894
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,438	\$ 1,120	\$ 387	\$ (51)	\$ 2,894
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	4	193	—	—	197
Otros ingresos	—	—	242	1	243
Total de ingresos	\$ 1,442	\$ 1,313	\$ 629	\$ (50)	\$ 3,334
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023					
<b>Por principal línea de servicio:</b>					
Servicios públicos	\$ 4,603	\$ 6,252	\$ 67	\$ (107)	\$ 10,815
Negocios relacionados con la energía	—	—	916	(56)	860
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,603	\$ 6,252	\$ 983	\$ (163)	\$ 11,675
<b>Por mercado:</b>					
Gas	\$ 988	\$ 6,252	\$ 605	\$ (95)	\$ 7,750
Electricidad	3,615	—	378	(68)	3,925
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,603	\$ 6,252	\$ 983	\$ (163)	\$ 11,675
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,603	\$ 6,252	\$ 983	\$ (163)	\$ 11,675
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	(246)	322	—	—	76
Otros ingresos	—	—	1,502	(24)	1,478
Total de ingresos	\$ 4,357	\$ 6,574	\$ 2,485	\$ (187)	\$ 13,229

## INGRESOS DESAGREGADOS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Infrastructure	Ajustes consolidados y Sociedad Controladora y otros	Sempra
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2022					
<b>Por principal línea de servicio:</b>					
Servicios públicos	\$ 1,383	\$ 1,214	\$ 19	\$ (29)	\$ 2,587
Negocios relacionados con la energía	—	—	532	(13)	519
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,383	\$ 1,214	\$ 551	\$ (42)	\$ 3,106
<b>Por mercado:</b>					
Gas	\$ 175	\$ 1,214	\$ 379	\$ (30)	\$ 1,738
Electricidad	1,208	—	172	(12)	1,368
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,383	\$ 1,214	\$ 551	\$ (42)	\$ 3,106
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,383	\$ 1,214	\$ 551	\$ (42)	\$ 3,106
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	186	171	—	—	357
Otros ingresos	—	—	146	8	154
Total de ingresos	\$ 1,569	\$ 1,385	\$ 697	\$ (34)	\$ 3,617

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Infrastructure	Ajustes consolidados y Sociedad Controladora y otros	Sempra
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022					
<b>Por principal línea de servicio:</b>					
Servicios públicos	\$ 4,134	\$ 4,473	\$ 67	\$ (85)	\$ 8,589
Negocios relacionados con la energía	—	—	1,281	(42)	1,239
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,134	\$ 4,473	\$ 1,348	\$ (127)	\$ 9,828
<b>Por mercado:</b>					
Gas	\$ 664	\$ 4,473	\$ 948	\$ (75)	\$ 6,010
Electricidad	3,470	—	400	(52)	3,818
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,134	\$ 4,473	\$ 1,348	\$ (127)	\$ 9,828
Ingresos de contratos con clientes	\$ 4,134	\$ 4,473	\$ 1,348	\$ (127)	\$ 9,828
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	279	406	—	—	685
Otros ingresos	—	—	462	9	471
Total de ingresos	\$ 4,413	\$ 4,879	\$ 1,810	\$ (118)	\$ 10,984

## INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES

### *Obligaciones por Desempeño Pendientes*

Para contratos con vigencia mayor a un año, al 30 de septiembre de 2023, esperamos reconocer ingresos relacionados con el componente fijo de la contraprestación según se muestra a continuación. Las obligaciones por desempeño pendientes de Sempra se relacionan principalmente con los acuerdos de capacidad para el almacenamiento y transporte de gas natural en Sempra Infrastructure y proyectos de líneas de transmisión en SDG&E. SoCalGas no tenía ninguna obligación por desempeño pendiente al 30 de septiembre de 2023.

<b>OBLIGACIONES POR DESEMPEÑO PENDIENTES<sup>(1)</sup></b>			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	Sempra		SDG&E
2023 (excluyendo los primeros nueve meses de 2023)	\$	85	\$ 1
2024		300	4
2025		338	4
2026		365	4
2027		365	4
En adelante		4,077	59
<b>Total de ingresos a ser reconocidos</b>	<b>\$</b>	<b>5,530</b>	<b>\$ 76</b>

<sup>(1)</sup> Excluye transacciones intercompañía.

### *Pasivos Contractuales de Ingresos de Contratos con Clientes*

A continuación, se presentan las actividades dentro de los pasivos contractuales de Sempra y SDG&E. No hubo pasivos contractuales en SoCalGas en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 o 2022. Sempra Infrastructure registró un pasivo contractual por fondos mantenidos como garantía a falta de cartas de crédito de los clientes, asociadas con su contrato de almacenamiento y regasificación LNG.

<b>PASIVOS CONTRACTUALES</b>			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	2023		2022
<b>Sempra:</b>			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$	(252)	\$ (278)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo del reporte		9	129
Pagos anticipados recibidos		(21)	(105)
<b>Pasivos contractuales al 30 de septiembre<sup>(1)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>(264)</b>	<b>\$ (254)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$	(79)	\$ (83)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo del reporte		3	3
<b>Pasivos contractuales al 30 de septiembre<sup>(2)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>(76)</b>	<b>\$ (80)</b>

<sup>(1)</sup> Balances al 30 de septiembre de 2023, incluye \$9 en Otros Pasivos Circulantes y \$255 en Créditos Diferidos y Otros.

<sup>(2)</sup> Balances al 30 de septiembre de 2023, incluye \$4 en Otros Pasivos Circulantes y \$72 en Créditos Diferidos y Otros.

## Cuentas por Cobrar de Ingresos de Contratos con Clientes

La siguiente tabla presenta los saldos de las cuentas por cobrar asociadas con los ingresos de contratos con clientes en los Balances Generales Consolidados Condensados.

<b>CUENTAS POR COBRAR DE INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES</b>		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>Sempra:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto <sup>(1)</sup>	\$ 1,780	\$ 2,291
Cuentas por cobrar – otras, neto	15	25
Deudas por afiliadas no consolidadas – circulante <sup>(2)</sup>	5	9
Otros activos a largo plazo <sup>(3)</sup>	1	9
Total	\$ 1,801	\$ 2,334
<b>SDG&amp;E:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto <sup>(1)</sup>	\$ 952	\$ 799
Cuentas por cobrar – otras, neto	13	12
Deudas por afiliadas no consolidadas – circulante <sup>(2)</sup>	6	2
Otros activos a largo plazo <sup>(3)</sup>	1	6
Total	\$ 972	\$ 819
<b>SoCalGas:</b>		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 665	\$ 1,295
Cuentas por cobrar – otras, neto	2	13
Otros activos a largo plazo <sup>(3)</sup>	—	3
Total	\$ 667	\$ 1,311

<sup>(1)</sup> Al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, incluye \$201 y \$72, respectivamente, de cuentas por cobrar debidas de clientes facturados en nombre de la CCA, las cuales no se incluyen en los ingresos.

<sup>(2)</sup> El monto se presenta neto de montos adeudados a afiliadas no consolidadas en los Balances Generales Consolidados Condensados, cuando existe el derecho de compensación.

<sup>(3)</sup> En relación con la pandemia COVID-19 y por instrucción de la CPUC, SDG&E y SoCalGas inscribió a clientes residenciales y de pequeñas empresas con saldos vencidos en planes de reembolso a largo plazo.

## NOTA 4. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

Describimos cuestiones reglamentarias en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual, y a continuación se presentan actualizaciones de esos análisis e información sobre nuevas cuestiones reglamentarias. A excepción de las cuentas de balance reglamentarias, generalmente no percibimos un rendimiento de nuestros activos reglamentarios hasta que se haya realizado el gasto en efectivo correspondiente. Una vez realizado el gasto en efectivo correspondiente a un activo reglamentario, los montos relacionados son recuperables por medio de un mecanismo de cuenta reglamentaria por el cual obtenemos un rendimiento autorizado por los reguladores correspondientes, que generalmente se aproxima a una tasa de tres meses de papel comercial. Los periodos en los cuales reconocemos un activo reglamentario sin obtener un retorno varían según el activo reglamentario.

### ACTIVOS (PASIVOS) REGLAMENTARIOS

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>SDG&amp;E:</b>		
Contratos de precio fijo y otros derivados	\$ (10)	\$ (110)
Impuestos diferidos recuperables en tarifas	518	296
Pensiones y obligaciones de planes PBOP	(2)	11
Obligaciones de remoción	(2,382)	(2,248)
Costos ambientales	105	107
Mitigación de incendio Sunrise Powerlink	123	123
Cuentas de balanceo reglamentario <sup>(1)(2)</sup> :		
Materia prima – electricidad	111	220
Transporte de gas	15	60
Seguridad y confiabilidad	186	107
Programas de interés público	(133)	(69)
Plan de mitigación de incendios forestales	607	375
Primas de seguros de responsabilidad	96	99
Otras cuentas de balanceo	(338)	(50)
Otros activos reglamentarios, neto <sup>(2)</sup>	96	137
<b>Total SDG&amp;E</b>	<b>(1,008)</b>	<b>(942)</b>
<b>SoCalGas:</b>		
Impuestos diferidos recuperables en tarifas	244	161
Pensiones y obligaciones de planes PBOP	(265)	(170)
Costo de beneficios de empleados	24	24
Obligaciones por remoción	(597)	(616)
Costos ambientales	39	38
Cuentas de balanceo reglamentario <sup>(1)(2)</sup> :		
Materia prima – gas, incluyendo transporte	(356)	(257)
Seguridad y confiabilidad	691	575
Programas de interés público	(149)	(158)
Primas de seguros de responsabilidad	23	23
Otras cuentas de balanceo	519	115
Otros activos reglamentarios, neto <sup>(2)</sup>	224	223
<b>Total SoCalGas</b>	<b>397</b>	<b>(42)</b>
<b>Sempra Infrastructure:</b>		
Impuestos diferidos recuperables en tarifas	78	78
Otros activos reglamentarios	3	—
<b>Total Sempra Infrastructure</b>	<b>81</b>	<b>78</b>
<b>Total Sempra</b>	<b>\$ (530)</b>	<b>\$ (906)</b>

<sup>(1)</sup> Al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, la parte no circulante de las cuentas de balanceo reglamentario – neto pendientes de ser cobradas para SDG&E fue de \$842 y \$562, respectivamente, y para SoCalGas fue de \$957 y \$692, respectivamente.

<sup>(2)</sup> Incluye activos reglamentarios que generan un rendimiento autorizado por los reguladores correspondientes, que generalmente se aproximan a una tasa de tres meses de papel comercial.

## SEMPRA CALIFORNIA

### GRC de la CPUC

La CPUC utiliza GRCs para establecer ingresos para permitir que SDG&E y SoCalGas recuperen sus costos razonables de operación y brindar la oportunidad de que alcancen sus tarifas autorizadas de rendimiento sobre sus inversiones.

En mayo de 2022, SDG&E y SoCalGas presentaron sus solicitudes de GRC 2024 solicitando autorización de la CPUC de los requerimientos de ingresos del año de prueba para 2024 y ajustes anuales de desgaste de 2025 a 2027. SDG&E y SoCalGas solicitaron requerimientos de ingresos de 2024 por \$3.0 mil millones de dólares y \$4.4 mil millones de dólares, respectivamente. SDG&E y SoCalGas propusieron cambios en los requerimientos de ingresos posteriores al año de prueba utilizando diversos mecanismos que se estima resulten en un aumento anual de aproximadamente 8% a 11% en SDG&E y aproximadamente 6% a 8% en SoCalGas. Las partes interesadas han propuesto varios ajustes a las solicitudes de requerimientos de ingresos de SDG&E y SoCalGas. En octubre de 2022, la CPUC emitió una decisión específica que estableció la temporalidad para el procedimiento, incluyendo la emisión prevista de una decisión propuesta en el segundo trimestre de 2024. La CPUC autorizó a SDG&E y SoCalGas reconocer los efectos la decisión final del GRC retroactiva al 1 de enero de 2024. En octubre de 2023, SDG&E presentó una solicitud por separado a la CPUC en su GRC para 2024 describiendo \$2.2 mil millones de dólares en costos para implementar sus planes de mitigación de incendios forestales de 2019 al 2022, y busca solicitar la revisión y recuperación de los costos incrementales del plan de mitigación de incendios forestales incurridos durante ese periodo, por un total de \$1.5 mil millones de dólares. SDG&E espera recibir una decisión propuesta a su solicitud en el segundo semestre de 2024. SDG&E también espera presentar una solicitud por separado a mediados de 2024 en su GRC para 2024 para la revisión y recuperación de los costos incrementales del plan de mitigación de incendios forestales incurridos en 2023. Los resultados del GRC pueden diferir significativa y adversamente de lo que se encuentra contenido en las solicitudes GRC.

### Costo de Capital de la CPUC

La CPUC aprobó el siguiente costo de capital para SDG&E y SoCalGas que fueron efectivas a partir del 1 de enero de 2023 y continuarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2025, sujeto al CCM. La CPUC ha emitido una resolución para iniciar una segunda fase de este procedimiento de costo de capital para evaluar las modificaciones potenciales al CCM.

#### COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO POR LA CPUC PARA 2023 – 2025

SDG&E				SoCalGas			
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas <sup>(1)</sup>		Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas <sup>(1)</sup>	
45.25 %	4.05 %	1.83 %	<b>Deuda a Largo Plazo</b>	45.60 %	4.07 %	1.86 %	
2.75	6.22	0.17	<b>Acciones Preferentes</b>	2.40	6.00	0.14	
52.00	9.95	5.17	<b>Acciones Comunes</b>	52.00	9.80	5.10	
<b>100.00 %</b>		<b>7.18 %</b>		<b>100.00 %</b>		<b>7.10 %</b>	

<sup>(1)</sup> El rendimiento ponderado total sobre la base de las tasas no suma dada las diferencias de redondeo.

El CCM fue detonado para SDG&E y SoCalGas el 30 de septiembre de 2023 y, sujeto a aprobación regulatoria, incrementaría cada una de sus tasas de rendimiento autorizados a partir del 1 de enero de 2024, de la siguiente forma:

#### COSTO DE CAPITAL PROPUESTO POR LA CPUC PARA 2024 – 2025

SDG&E				SoCalGas			
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas		Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas	
45.25 %	4.34 %	1.96 %	<b>Deuda a Largo Plazo</b>	45.60 %	4.54 %	2.07 %	
2.75	6.22	0.17	<b>Acciones Preferentes</b>	2.40	6.00	0.14	
52.00	10.65	5.54	<b>Acciones Comunes</b>	52.00	10.50	5.46	
<b>100.00 %</b>		<b>7.67 %</b>		<b>100.00 %</b>		<b>7.67 %</b>	

## SDG&E

### Asuntos Tarifarios de la FERC

SDG&E presenta su solicitud por separado a la FERC para su ROE autorizado sobre operaciones y activos de transmisión eléctrica regulados por la FERC. El acuerdo vigente de TO5 de SDG&E establece un ROE de 10.60%, que consiste de un ROE base de 10.10% más 50 bps adicionales para la participación en la ISO de California (el complemento de la ISO de California). Si la FERC emite una orden que dicte que los IOUs de California ya no tienen derecho al complemento de la ISO de California, SDG&E reembolsaría el complemento de la ISO de California a partir de la fecha de vigencia del reembolso (1 de junio de 2019) si se determina que dicho reembolso es requerido en términos de la resolución TO5. El plazo del TO5 surtió efectos el 1 de junio de 2019 y permanecerá vigente hasta su vencimiento mediante notificación realizada con al menos seis meses previos al final del año de calendario. Después de dicha notificación, SDG&E presentará una solicitud de tarifa actualizada con fecha efectiva el 1 de enero del año siguiente.

## NOTA 5. INVERSIONES EN ENTIDADES NO CONSOLIDADAS

Generalmente contabilizamos las inversiones conforme al método de participación cuando tenemos una influencia significativa en estas entidades, pero no tenemos control de las mismas. Las utilidades y pérdidas de participación, antes y netas de impuestos, se combinan y presentan como Participación en Utilidades en los Estados Consolidados Condensados de Resultados. Consulte la Nota 11 para información sobre participación en utilidades y pérdidas, antes y netas a impuestos a la utilidad, por segmento. Consulte la Nota 1 para información sobre cómo se factorizan las utilidades y pérdidas de participación antes de impuestos a la utilidad en los cálculos de nuestros ingresos o pérdidas antes de impuestos y ETR.

Proporcionamos información adicional sobre nuestras inversiones bajo el método de participación en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados del Reporte Anual.

## SEMPRA TEXAS UTILITIES

### Oncor Holdings

Contabilizamos nuestra participación del 100% en el capital de Oncor Holdings, que es titular de una participación de 80.25% en Oncor, como una inversión bajo el método de participación. Debido a medidas de protección, mecanismos de gobierno corporativo y compromisos vigentes, no tenemos la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor. Véase la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados del Reporte Anual para información adicional relacionada con las restricciones de nuestra capacidad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, Sempra aportó \$270 millones de dólares y \$256 millones de dólares, respectivamente, a Oncor Holdings, y Oncor Holdings distribuyó \$323 millones de dólares y \$255 millones de dólares, respectivamente, a Sempra.

Presentamos información resumida del estado de resultados de Oncor Holdings en la siguiente tabla.

### INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA – ONCOR HOLDINGS

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
Ingresos de operaciones	\$ 1,592	\$ 1,438	\$ 4,227	\$ 3,980
Gastos de operación	(1,007)	(929)	(3,007)	(2,734)
Ingresos por operaciones	585	509	1,220	1,246
Gasto por intereses	(140)	(115)	(396)	(331)
Gasto por impuestos	(81)	(70)	(148)	(164)
Utilidad neta	376	315	672	732
Participación no controladora de Texas Transmission Investment LLC	(75)	(62)	(135)	(146)
Utilidades atribuibles a Sempra <sup>(1)</sup>	301	253	537	586

<sup>(1)</sup> Excluye los ajustes a utilidades de capital relacionados con el pago de sus obligaciones de impuesto asociadas mediante un reparto de impuestos y cambios en diferencias de las bases en AOCI conforme al valor en libros en nuestro método de participación en capital.

## **SEMPRA INFRASTRUCTURE**

### ***Cameron LNG JV***

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, Sempra Infrastructure aportó \$11 millones de dólares y \$19 millones de dólares, respectivamente, a Cameron LNG JV, y Cameron LNG JV distribuyó \$339 millones de dólares y \$388 millones de dólares, respectivamente, a Sempra Infrastructure.

### ***Pagaré de Sempra para la Distribución de SDSRA***

Los documentos de la deuda de Cameron LNG JV requieren que Cameron LNG JV mantenga la SDSRA, que es una cuenta de reserva adicional a la Cuenta de Servicio de la Deuda, en la cual se acumulan los fondos de operaciones para cumplir con las obligaciones de la deuda devengadas y pagables en la siguiente fecha de pago. Ambas cuentas pueden ser fondeadas con efectivo o inversiones autorizadas. En junio de 2021, Sempra Infrastructure recibió una distribución por \$165 millones de dólares basado en su participación proporcional de la SDSRA, para lo cual Sempra proporcionó un pagaré y cartas de crédito para garantizar la obligación de la parte proporcional de Cameron LNG JV de fondear la SDSRA. La exposición máxima de pérdidas de Sempra es la reposición del monto dispuesto por Sempra Infrastructure de la SDSRA, o \$165 millones de dólares. Registramos una obligación garantizada por \$22 millones de dólares en junio de 2021, con un valor asociado en libros de \$19 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023, por valor razonable del pagaré, el cual se reduce durante la vigencia de la garantía a través de la inversión de Sempra Infrastructure en Cameron LNG JV. La garantía vencerá al pagar la totalidad de la deuda de Cameron LNG JV, se programa que ocurra en 2039, o por la reposición del monto dispuesto por Sempra Infrastructure de la SDSRA.

### ***Contrato de Soporte de Sempra para CFIN***

En julio de 2020, CFIN celebró un acuerdo de financiamiento con los cuatro propietarios de proyectos de Cameron LNG JV, y recibió recursos totales por \$1.5 mil millones de dólares de dos propietarios de proyectos y de prestamistas externos en nombre de los otros dos propietarios del proyecto (conjuntamente, los créditos de las afiliadas), con base en su participación de capital proporcional en Cameron LNG JV. CFIN utilizó los ingresos de los créditos de afiliadas para otorgar un crédito a Cameron LNG JV. Los créditos de afiliadas vencen en 2039. El principal y los intereses se pagarán de los flujos de efectivo del proyecto de Cameron LNG JV de su instalación de licuefacción de gas natural de tres trenes. Cameron LNG JV utilizó los ingresos de su crédito para distribuir capital a sus propietarios del proyecto. Sempra utilizó su participación de \$753 millones de dólares de los recursos para capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluido el pago de deuda.

La participación proporcional de \$753 millones de dólares de Sempra Infrastructure en los créditos de afiliadas, basada en la participación de 50.2% de SI Partners en Cameron LNG JV, fue financiada por acreedores externos integrados por un sindicato de ocho bancos (la deuda bancaria) a quienes Sempra ha otorgado una garantía en virtud de un Contrato de Soporte, conforme al cual:

- Sempra garantizó de manera solidaria el pago de la deuda bancaria más intereses devengados y no pagados si CFIN no paga a los acreedores externos;
- los acreedores externos podrán ejercer una opción para colocar la deuda bancaria a Sempra Infrastructure en caso de que ocurran ciertos hechos, incluido un incumplimiento por parte del CFIN de cumplir sus obligaciones de pago en virtud de la deuda bancaria;
- los acreedores externos colocarán parte o la totalidad de la deuda bancaria a Sempra Infrastructure en el quinto, décimo, o décimo quinto aniversario de los créditos de afiliadas, a excepción de la porción de la deuda contraída por cualquier acreedor externo que decida no participar en la opción de colocación seis meses antes de la fecha de aniversario respectiva;
- Sempra Infrastructure también tiene derecho a readquirir la deuda bancaria o a refinanciar la deuda bancaria con los acreedores externos en cualquier momento; y
- el Contrato de Soporte se dará por terminado cuando se pague por completo la deuda bancaria, incluido el pago tras un evento en el que la deuda bancaria se coloque a Sempra Infrastructure.

A cambio de esta garantía, los acreedores externos pagan una comisión de garantía que se basa en la calificación crediticia de la deuda senior no garantizada a largo plazo de Sempra, que no es de mejora crediticia, cuya comisión de garantía es reconocida por Sempra Infrastructure como utilidad por intereses según sean devengados. La máxima exposición al riesgo de Sempra a la pérdida es la deuda bancaria más cualquier interés devengado y no pagado y honorarios relacionados, sujeto a un límite de responsabilidad del 130% de la deuda bancaria, o \$979 millones de dólares. Registramos el Contrato de Soporte a valor razonable, neto de las comisiones de garantía relacionadas, de manera recurrente (ver la Nota 8). Al 30 de septiembre de 2023, el valor razonable del Contrato de Soporte fue de \$18 millones de dólares, de los cuales \$7 millones de dólares están incluidos en Otros Activos Circulantes, y \$11 millones de dólares es incluido en Otros Activos a Largo Plazo en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

## TAG

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022, TAG distribuyó \$36 millones de dólares y \$32 millones de dólares, respectivamente, a Sempra Infrastructure.

## IMG

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, IMG distribuyó \$6 millones de dólares a Sempra Infrastructure.

## NOTA 6. DEUDA Y LÍNEAS DE CRÉDITO

Los términos principales de nuestros convenios de deuda se describen a continuación y en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

### DEUDA A CORTO PLAZO

#### Líneas de Crédito Comprometidas

Al 30 de septiembre de 2023, Sempra mantenía una capacidad agregada de \$9.9 mil millones de dólares bajo siete líneas de crédito comprometidas principales, las cuales brindan liquidez y soporte a nuestros programas de papel comercial. Debido a que nuestros programas de papel comercial están soportados por algunas de estas líneas de crédito, reflejamos el monto del papel comercial circulante, antes de reducciones por descuentos no amortizados, y cualesquier cartas de crédito en circulación como una reducción de la capacidad crédito no dispuesto en la siguiente tabla.

LÍNEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS						
<i>(En millones de dólares)</i>						
30 de septiembre de 2023						
Acreditada	Fecha de vencimiento del crédito	Crédito Total	Papel comercial en circulación	Montos en circulación	Cartas de crédito en circulación	Crédito disponible no dispuesto
Sempra	octubre de 2028 <sup>(1)</sup>	\$ 4,000	\$ (970)	\$ —	\$ —	\$ 3,030
SDG&E	octubre de 2028 <sup>(1)</sup>	1,500	—	—	—	1,500
SoCalGas	octubre de 2028 <sup>(1)</sup>	1,200	(421)	—	—	779
SI Partners y IEnova	septiembre de 2025 <sup>(2)</sup>	500	—	(350)	—	150
SI Partners y IEnova	agosto de 2026 <sup>(3)</sup>	1,000	—	—	—	1,000
SI Partners y IEnova	agosto de 2028 <sup>(4)</sup>	1,500	—	(201)	—	1,299
Port Arthur LNG	marzo de 2030	200	—	—	(25)	175
Total		\$ 9,900	\$ (1,391)	\$ (551)	\$ (25)	\$ 7,933

<sup>(1)</sup> En octubre de 2023, Sempra, SDG&E y SoCalGas, modificaron, cada una, sus líneas de crédito para extender su fecha de vencimiento de octubre de 2027 a octubre de 2028. Cada línea de crédito mantiene un sindicato de 23 acreditantes hasta octubre de 2027, hasta ese momento el sindicato de acreditantes será reducido a 22 para cada una de las líneas de crédito a menos que un acreditante nuevo o existente consienta asumir el compromiso del 23er acreditante. Dicha disminución de los acreditantes resultaría en la reducción de la capacidad de la disponibilidad del crédito de \$3,845, \$1,442 y \$1,153 para Sempra, SDG&E y SoCalGas, respectivamente, hasta octubre de 2028.

<sup>(2)</sup> En septiembre de 2023, se liquidó la línea de crédito por \$150 y la línea de crédito por \$350 fue modificada para incrementarse a \$500, ajustar el margen aplicable a 80 bps (incluido el diferencial de ajuste de crédito) y extender la fecha de vencimiento de septiembre de 2023 a septiembre de 2025.

<sup>(3)</sup> En agosto de 2023, la línea de crédito fue modificada para incluir a IEnova como co-acreditada, ajustar el margen aplicable al SOFR a Plazo a 10 bps en todos los casos y extender su fecha de vencimiento de noviembre de 2024 a agosto de 2026. Adicionalmente, SI Partners o IEnova tiene el derecho a incrementar la totalidad del crédito a \$1,500, sujeto a la aprobación del acreditante.

<sup>(4)</sup> En agosto de 2023, se modificó la línea de crédito para extender su fecha de vencimiento de febrero de 2024 a agosto de 2028.

Sempra, SDG&E y SoCalGas deberán mantener una razón de endeudamiento a capitalización total (según se define en cada crédito) no mayor a 65% al final de cada trimestre. Al 30 de septiembre de 2023, cada entidad estaba en cumplimiento con esta razón bajo cada línea de crédito.

SI Partners debe mantener una razón de endeudamiento neto ajustado para consolidar las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (según se definen en cada una de las líneas de crédito aplicables) no superior a 5.25 a 1.00 al final de cada trimestre. Al 30 de septiembre de 2023, SI Partners se encontraba en cumplimiento con esta razón.

En marzo de 2023, Port Arthur LNG celebró un contrato de línea de crédito inicial de capital de trabajo a siete años con un sindicato de acreedores que vence en marzo de 2030. La línea de crédito permite tomar prestados hasta \$200 millones de dólares, que devengan intereses por referencia al SOFR a Plazo, más el margen aplicable y un diferencial de ajuste del crédito. La línea de crédito también prevé la emisión de hasta \$200 millones de dólares en cartas de crédito.

### ***Línea de Crédito No Comprometida***

ECA LNG Fase 1 tiene una línea de crédito no comprometida, la cual generalmente es usada para requerimientos de capital de trabajo, con una capacidad agregada de \$200 millones de dólares, de los cuales \$37 millones de dólares se encontraban en circulación al 30 de septiembre de 2023. Los montos en circulación son anteriores a la reducción por cualquier descuento sin amortizar. Las disposiciones pueden ser en dólares de los EE.UU. o pesos mexicanos. Al 30 de septiembre de 2023, los montos restantes fueron otorgados en pesos mexicanos y generan intereses a una tasa variable en la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a 28 días más 105 bps. En junio de 2023, el crédito fue modificado con la finalidad de extender la fecha de vencimiento a agosto de 2024 y para reemplazar la Tasa Interbancaria de Londres (*London Interbank Offered Rate*) más 105 bps por la tasa de referencia SOFR más 115 bps. Por tanto, las disposiciones realizadas en dólares de los EE.UU. generan intereses a una tasa variable basada en la tasa SOFR a un mes o tres meses más 115 bps.

### ***Cartas de Crédito no Comprometidas***

En adición a las líneas de crédito dentro y fuera de los EE.UU., contamos con cartas de crédito que no están comprometidas y que están soportadas por contratos de reembolso. Al 30 de septiembre de 2023, había \$508 millones de dólares en cartas de crédito vigentes bajo dichos contratos.

#### **CARTAS DE CRÉDITO NO COMPROMETIDAS**

(En millones de dólares)

		30 de septiembre de 2023
	Rango de fecha de expiración	Cartas de crédito no comprometidas en circulación
SDG&E	enero de 2024 – mayo de 2024	\$ 15
SoCalGas	marzo de 2024 – noviembre de 2024	20
Sempra Infraestructure	octubre de 2023 – octubre de 2043	307
Sociedad controladora y otros	marzo de 2024 – septiembre de 2024	166
<b>Total</b>		<b>\$ 508</b>

### ***Préstamo a Plazo***

En julio de 2022, SoCalGas celebró un contrato de crédito por \$800 millones de dólares, con plazo de 364 días con fecha de vencimiento el 6 de julio de 2023. En agosto de 2022, SoCalGas tomó prestado \$800 millones de dólares, netos de costos de emisión de deuda, en virtud del acuerdo de préstamo a plazo. El préstamo devengó un interés a tasa de referencia más 70 bps y fue pagadero en su totalidad al vencimiento. SoCalGas utilizó los recursos para el pago de una de las partes de los costos relacionados con el litigio perteneciente a la Fuga. En el segundo trimestre de 2023, SoCalGas pagó el préstamo a plazo en su totalidad.

### ***Tasas de Interés Promedio Ponderadas***

Las tasas de interés promedio ponderadas en toda la deuda a corto plazo fueron la siguiente:

#### **TASAS DE INTERÉS PROMEDIO PONDERADAS**

	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Sempra	5.86 %	5.57 %
SDG&E	—	4.76
SoCalGas	5.37	4.71

## **DEUDA A LARGO PLAZO**

### ***SDG&E***

En marzo de 2023, SDG&E emitió \$800 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.35% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento el 1 de abril de 2053 y recibió recursos por \$783 millones de dólares (neto de \$17 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los primeros bonos hipotecarios son amortizables antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de amortización. SDG&E utilizó los recursos netos para fines corporativos generales, incluyendo para pagar el papel comercial y otros endeudamientos.

En agosto de 2023, SDG&E emitió \$600 millones de dólares, un monto principal agregado de 4.95% en primeros bonos hipotecarios verdes con vencimiento el 15 de agosto de 2028 y recibió recursos por \$593 millones de dólares (neto de \$7 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los primeros bonos hipotecarios son amortizables antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de amortización. SDG&E pretende utilizar los recursos netos para financiar o refinanciar inversiones en proyectos elegibles que se categoricen en una o más de las siguientes categorías: adaptación al cambio climático, soluciones de energía limpia y transporte limpio.

### ***SoCalGas***

En mayo de 2023, SoCalGas emitió \$500 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.20% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento el 1 de junio de 2033 y recibió recursos por \$495 millones de dólares (neto de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda de \$5 millones de dólares), y \$500 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.75% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento el 1 de junio de 2053 y recibió recursos por \$493 millones de dólares (neto de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda de \$7 millones de dólares). Cada serie de primeros bonos hipotecarios es amortizable antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias está sujeta a disposiciones de amortización. SoCalGas utilizó los recursos netos para pagar sus notas senior no garantizadas de \$300 millones de dólares a tipo variable antes de su vencimiento previsto en septiembre de 2023, una parte de su préstamo a plazo de \$800 millones de dólares y otros fines corporativos generales.

### ***Sempra***

En junio de 2023, Sempra emitió \$550 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.40% en notas senior no garantizadas con vencimiento el 1 de agosto de 2026 y recibió recursos por \$545 millones de dólares (neto de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda de \$5 millones de dólares), y \$700 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.50% en notas senior no garantizadas con vencimiento el 1 de agosto de 2033 y recibió recursos por \$692 millones de dólares (neto de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda de \$8 millones de dólares). Cada serie de notas es amortizable antes de su vencimiento, sujeta a sus términos, y en determinadas circunstancias está sujeta a disposiciones de amortización. Utilizamos los recursos netos para fines corporativos generales, incluyendo pagar el papel comercial y otros endeudamientos.

### ***Sempra Infrastructure***

#### ***ECA LNG Fase 1***

ECA LNG Fase 1 tiene celebrado un contrato de crédito a cinco años con un sindicato de siete acreedores externos que vence en diciembre de 2025 por un monto principal agregado de hasta \$1.3 mil millones de dólares. IEnova y TotalEnergies SE han proporcionado garantías para el pago del crédito más los intereses devengados y no pagados de 83.4% y 16.6%, respectivamente. Al 30 de septiembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, habían \$782 millones de dólares y \$575 millones de dólares, respectivamente, de préstamos de acreedores externos pendientes de pago bajo el contrato de crédito, con una tasa de interés promedio ponderada de 8.35% y 7.54%, respectivamente.

#### ***Port Arthur LNG***

En marzo de 2023, Port Arthur LNG celebró un contrato de crédito a plazo con un sindicato de acreedores por un monto principal agregado de aproximadamente \$6.8 mil millones de dólares. Los recursos del crédito se utilizarán para financiar el costo de la construcción de la Fase 1 del proyecto PA LNG. Los préstamos vencen el 20 de marzo de 2030 y devengan intereses por referencia al SOFR a Plazo, más el margen aplicable y un diferencial de ajuste del crédito. El margen aplicable antes de la finalización del proyecto PA LNG Fase 1 (que se produce tras el cumplimiento o la renuncia a una serie de pruebas y condiciones operativas, técnicas, medioambientales y sociales, entre otras, que generalmente no se cumplirían en su totalidad hasta después de

la fecha de operaciones comerciales) es del 2.00%, y a partir de la finalización es del 2.25%. Los montos principales pendientes de los créditos deben ser pagados en cuotas trimestrales, comenzando en la primera de las siguientes fechas: (i) la primera fecha de pago trimestral que ocurra más de tres meses calendario después de la conclusión del proyecto PA LNG Fase 1 y (ii) el 20 de abril de 2029. Según las condiciones del contrato de crédito, al menos el 60% del saldo pendiente previsto debe cubrirse durante la construcción y a lo largo del periodo teórico de amortización de 20 años. Como se indica en la Nota 7, Port Arthur LNG suscribió instrumentos de cobertura en cumplimiento de este requisito en marzo de 2023. Como condición para el anticipo inicial de los préstamos a plazo en virtud del contrato (distintos de los anticipos para honorarios, intereses, gastos y algunos otros costes especificados), Port Arthur LNG debe haber aportado a Port Arthur LNG un importe inicial de \$4.7 mil millones de dólares para financiar los costos de construcción. Port Arthur LNG pagó \$200 millones de dólares en costos de emisión de deuda al cierre. Además, el contrato de crédito y el contrato de línea de crédito de capital de trabajo relacionado que comentamos anteriormente exigen el pago de comisiones de compromiso calculadas a un tipo anual igual al 30% del margen aplicable a los préstamos SOFR a Plazo multiplicado por los compromisos de deuda pendientes, y comisiones administrativas adicionales. Al 30 de septiembre de 2023, quedaban pendientes \$243 millones de dólares de créditos en virtud del contrato de crédito, con un tipo de interés medio ponderado global del 5.71%.

En relación con este contrato de crédito, SI Partners y ConocoPhillips se han comprometido conjuntamente a aportar aproximadamente \$2.8 mil millones de dólares en fondos propios en beneficio de Port Arthur LNG para la parte de capital que corresponde a sus respectivas afiliadas del financiamiento de los costos de construcción previstos del proyecto PA LNG Fase 1, por encima del importe inicial de financiamiento de \$4.7 mil millones de dólares. El importe de cada compromiso se basa en la participación indirecta proporcional de SI Partners y ConocoPhillips en Port Arthur LNG del 70% y del 30%, respectivamente, a partir del contrato de crédito de marzo 2023. La obligación en virtud de estas garantías se reducirá a medida que sus respectivas afiliadas financien su participación proporcional directa de las llamadas de capital. Port Arthur LNG puede recurrir a este financiamiento de capital para financiar los costos del proyecto o, en caso de que se emprenda una acción de ejecución en virtud de los términos de los documentos financieros de Port Arthur LNG, para pagar sus obligaciones de deuda preferente.

Las obligaciones garantizadas pari passu en virtud de los documentos de financiamiento relacionados están garantizadas por un gravamen en primer lugar (sujeto a los gravámenes habituales permitidos) sobre prácticamente la totalidad de los activos de Port Arthur LNG, incluidas las participaciones en el capital en, y las propiedades inmobiliarias de Port Arthur LNG.

---

## NOTA 7. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

Utilizamos instrumentos derivados principalmente para gestionar las exposiciones que surjan en el curso ordinario de los negocios. Nuestras principales exposiciones son el riesgo de mercado de materias primas, el riesgo de tasa de interés de referencia y las exposiciones al tipo de cambio. Nuestro uso de derivados para estos riesgos se integra en la gestión económica de nuestros ingresos anticipados, gastos anticipados, activos y pasivos. Los derivados pueden ser efectivos en la mitigación de estos riesgos (1) que podrían conducir a caídas en los ingresos anticipados o aumentos en los gastos anticipados, o (2) que podrían provocar que los valores de nuestros activos caigan o que nuestros pasivos aumenten. En consecuencia, nuestra actividad con derivados que se resume a continuación representa en general un impacto que tiene por objeto compensar los ingresos, gastos, activos o pasivos asociados que no se incluyen en las tablas siguientes.

En ciertos casos, aplicamos la excepción de compra o venta normal a instrumentos derivados y tenemos otros contratos de materias primas que no son derivados. Estos contratos no se registran a valor razonable y, por lo tanto, se excluyen de las revelaciones que figuran a continuación.

En todos los demás casos, registramos derivados a valor razonable en los Balances Generales Consolidados Condensados. Probablemente contamos con derivados que son (1) coberturas de flujo de efectivo, (2) coberturas de valor razonable, o (3) no designadas. Dependiendo de la aplicabilidad de la contabilidad de coberturas y, para SDG&E y SoCalGas y otras operaciones sujetas a la contabilidad regulatoria, el requisito de pasar impactos a través de los clientes, el impacto de los instrumentos derivados puede ser compensado en OCI (coberturas de flujo de efectivo), en el balance (compensaciones regulatorias), o reconocidos en utilidades (coberturas de valor razonable y derivados no designados no sujetos a recuperación de tasas). Clasificamos los flujos de efectivo de las liquidaciones principales de swaps de divisas que cubren la exposición relacionada con la deuda denominada en pesos mexicanos y los importes relacionados con rescisiones o liquidaciones anticipadas de los swaps de tipos de interés como actividades de financiamiento y liquidaciones de otros instrumentos derivados como actividades operativas en los Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo.

## CONTABILIDAD DE COBERTURAS

Podemos designar un derivado como un instrumento de cobertura de flujo de efectivo si efectivamente convierte flujos de efectivo anticipados asociados a ingresos o gastos en una cantidad fija en dólares. Podemos utilizar la contabilidad de coberturas de flujo de efectivo para instrumentos derivados de materias primas, instrumentos en moneda extranjera e instrumentos de tasas de interés. El designar las coberturas de flujo de efectivo depende del contexto de negocios en el que se está utilizando el instrumento, de la eficacia del instrumento en la compensación del riesgo de la variación en los flujos de efectivo futuros de una partida de ingresos o gastos determinada, y de otros criterios.

## DERIVADOS ENERGÉTICOS

Nuestro riesgo de mercado está relacionado principalmente con la volatilidad del precio del gas natural y de la electricidad y las ubicaciones físicas específicas donde realizamos operaciones. Utilizamos derivados energéticos para gestionar estos riesgos. El uso de derivados energéticos en nuestros diversos negocios depende de cada mercado energético particular, y de los entornos operativos y reglamentarios aplicables al negocio, de conformidad con lo siguiente:

- SDG&E y SoCalGas utilizan derivados de gas natural y SDG&E utiliza derivados de electricidad, para beneficio de sus clientes, con el objetivo de gestionar el riesgo de precios y el riesgo base, y estabilizar y bajar los costos de gas natural y electricidad. Estos derivados incluyen posiciones de gas natural y electricidad a precio fijo, opciones e instrumentos de riesgo base, que son instrumentos financieros negociados en bolsa o fuera de mercado, o transacciones físicas bilaterales. Esta actividad se rige por planes de gestión de riesgos y de actividad de transacciones limitada por la política de la compañía. Los planes de gestión de riesgos y de actividades de transacciones de SDG&E para los derivados de la electricidad también deben presentarse, y ser aprobados por, la CPUC. SoCalGas también está sujeta a determinados requisitos reglamentarios y umbrales relacionados con la adquisición de gas natural bajo el GCIM. Las actividades derivadas de gas natural y la electricidad se registran como costos de las materias primas que se compensan con saldos de cuentas reglamentarias y se recuperan en tarifas. Los impactos del costo neto de las materias primas en los Estados Consolidados Condensados de Resultados se reflejan en el Costo del Gas Natural o en el Costo del Combustible Eléctrico y Energía Adquirida.
- SDG&E recibe y puede adquirir CRRs, que sirven para reducir el riesgo regional de volatilidad de los precios de la electricidad que puede resultar de las restricciones locales de capacidad de transmisión. Las utilidades y pérdidas no realizadas no impactan en las utilidades, ya que se compensan con los saldos reglamentarios de las cuentas. Las utilidades y pérdidas realizadas asociadas a los CRR, que son recuperables en las tarifas, se registran en Costo del Combustible Eléctrico y Energía Comprada o en Costo del Gas Natural en los Estados Consolidados Condensados de Resultados.
- Sempra Infrastructure puede utilizar derivados de gas natural y electricidad, según corresponda, en un esfuerzo por optimizar las utilidades de sus activos que respaldan a los siguientes negocios: LNG, gasoductos y almacenamiento de gas natural y generación de energía. Las utilidades y pérdidas asociadas a derivados no designados se reconocen en Ingresos de Negocios Relacionados con la Energía en los Estados Consolidados Condensados de Resultados.
- De tiempo en tiempo, nuestros diversos negocios, entre ellos SDG&E y SoCalGas, pueden utilizar otros derivados para cobertura de exposiciones tales como las reservas de emisión de GHG.

La siguiente tabla resume los volúmenes netos de los derivados energéticos.

<b>VOLÚMENES NETOS DE DERIVADOS ENERGÉTICOS</b>			
<i>(Cantidades en millones)</i>			
Materia Prima	Unidad de medida	30 de septiembre de 2023	31 de diciembre de 2022
<b>Sempra:</b>			
Gas natural	MMBtu	441	254
Electricidad	MWh	—	1
Ingresos por derechos de congestión	MWh	40	42
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gas natural	MMBtu	16	15
Ingresos por derechos de congestión	MWh	40	42
<b>SoCalGas:</b>			
Gas natural	MMBtu	347	224

## DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

Estamos expuestos a las tasas de interés principalmente como resultado de nuestro uso actual y esperado de financiamientos. SDG&E y SoCalGas, así como Sempra y sus otras subsidiarias y JVs, celebran periódicamente contratos de derivados de tasas de interés con el objetivo de moderar nuestra exposición a las tasas de interés y de disminuir nuestros costos generales de endeudamiento. Adicionalmente, podemos utilizar swaps de tasas de interés, normalmente designados como coberturas de flujo de efectivo, para fijar las tasas de interés de la deuda insoluble o en anticipación de futuros financiamientos.

En diciembre de 2022, Sempra Infrastructure celebró un swap de tasas de interés contingente no designado para bloquear las tasas de interés de hasta \$3.5 mil millones de dólares de la deuda a tipo variable del financiamiento anticipado del futuro proyecto a nivel deuda que se utilizaría para pagar los costos de construcción del proyecto PA LNG Fase 1. El swap de tasas de interés contingente tenía una vigencia de 25 años, y su liquidación estaba condicionada al cierre del financiamiento del proyecto a nivel deuda PA LNG Fase 1. En marzo de 2023, cerramos el financiamiento del proyecto a nivel deuda y, poco después, pagamos \$14 millones de dólares para liquidar en efectivo el swap de tasa de interés contingente.

Como se discutió en la Nota 6, el contrato de crédito a plazo de Port Arthur LNG exige que se cubra un mínimo del 60% del importe previsto de los préstamos a plazo pendientes. En marzo de 2023, Port Arthur LNG suscribió swaps a tipo de interés variable a fijo con 17 contrapartes para cubrir la variabilidad de los flujos de efectivo relacionados con el componente basado en SOFR de los pagos de intereses de los préstamos previstos pendientes en virtud del contrato. Los montos nominales de los swaps de tipos de interés aumentan generalmente en proporción a los préstamos previstos hasta un importe máximo de \$4.2 mil millones de dólares antes del vencimiento de los préstamos a plazo el 20 de marzo de 2030. En virtud de los swaps de tipos de interés, que se designan como coberturas de flujos de efectivo, Port Arthur LNG recibe intereses al tipo SOFR a Plazo y paga intereses a un tipo fijo del 3.23% sobre la base de montos nominales amortizables con vencimiento en 2048.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados de tasas de interés, excluyendo aquellas inversiones basadas en el método de participación y el swap de tasas de interés contingente.

	30 de septiembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Deuda nominal	Vencimientos	Deuda nominal	Vencimientos
<b>Sempra:</b>				
Coberturas de flujo de efectivo <sup>(1)</sup>	\$ 4,454	2023-2048	\$ 294	2023-2034

<sup>(1)</sup> Al 30 de septiembre de 2023 y 31 diciembre de 2022, las coberturas de flujo de efectivo devengaron intereses basados en un nominal de \$491 y \$294, respectivamente.

## DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

Podemos utilizar swaps de divisas para cubrir la exposición relacionada con la deuda denominada en pesos mexicanos en nuestras subsidiarias y JVs mexicanas. Estas coberturas de flujo de efectivo intercambian nuestros pagos de principal e intereses denominados en pesos mexicanos por dólares de los EE.UU. e intercambian las tasas de interés fijas mexicanas por las tasas de interés fijas de EE.UU. De tiempo en tiempo, Sempra Infrastructure y sus JVs pueden utilizar otros derivados de tipos de cambio para cubrir exposiciones relacionadas con flujos de efectivo asociados a ingresos de contratos denominados en pesos mexicanos que están indexados al dólar de los EE.UU.

También estamos expuestos a fluctuaciones de tipo de cambio en nuestras subsidiarias y JVs mexicanas, que tienen balances en efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda (activos y pasivos monetarios) denominados en dólares de los EE.UU., que dan lugar a movimientos en el tipo de cambio con la moneda mexicana para fines del impuesto sobre la renta en México. También tienen activos y pasivos diferidos del impuesto sobre la renta denominados en pesos mexicanos, los cuales deben traducirse a dólares de los EE.UU. para fines de información financiera. Adicionalmente, los activos y pasivos monetarios y ciertos activos y pasivos no monetarios se ajustan a la inflación mexicana, ello para efectos del impuesto sobre utilidad. También podemos utilizar derivados de tipo de cambio como medios para manejar el riesgo de exposición a fluctuaciones importantes en nuestros gastos de impuestos y ganancias de capital de estos impactos; sin embargo, generalmente nosotros no cubrimos nuestros activos y pasivos por impuestos diferidos o por inflación.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados de tipo de cambio, excluyendo aquellas inversiones bajo el método de participación.

## DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Monto nocional	Vencimientos	Monto nocional	Vencimientos
<b>Sempre:</b>				
Swaps de divisas	\$ —	—	\$ 306	2023
Otros derivados de tipos de cambio	150	2023-2025	111	2023-2024

## PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

En los Balances Generales Consolidados Condensados se refleja la compensación de las posiciones netas derivadas y las garantías en efectivo con la misma contraparte cuando existe un derecho legal de compensación. Las siguientes tablas presentan los valores razonables de los instrumentos derivados en los Balances Generales Consolidados Condensados, incluyendo el monto del efectivo en garantía por pagar que no fue compensado debido a que la garantía en efectivo superaba las posiciones de pasivo.

## INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS

(En millones de dólares)

30 de septiembre de 2023

	Activos circulantes: Contratos de precio fijo y otros derivados <sup>(1)</sup>	Otros activos a largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos deferidos y otros
<b>Sempra:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tasas de interés	\$ 15	\$ 363	\$ —	\$ —
Instrumentos de cambio de divisas	—	1	(8)	—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	175	25	(172)	(29)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(166)	(22)	166	22
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	22	15	(171)	(6)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(16)	(3)	16	3
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	—	1
<b>Montos netos presentados en el balance general</b>	<b>30</b>	<b>379</b>	<b>(169)</b>	<b>(9)</b>
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeto a recuperación por tarifas	89	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	82	—	—	—
<b>Total<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 201</b>	<b>\$ 379</b>	<b>\$ (169)</b>	<b>\$ (9)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 18	\$ 15	\$ (13)	\$ (4)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(12)	(3)	12	3
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	—	1
<b>Montos netos presentados en el balance general</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>(1)</b>	<b>—</b>
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	80	—	—	—
<b>Total<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 86</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ —</b>
<b>SoCalGas:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 4	\$ —	\$ (158)	\$ (2)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(4)	—	4	—
<b>Montos netos presentados en el balance general</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(154)</b>	<b>(2)</b>
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	2	—	—	—
<b>Total</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ (154)</b>	<b>\$ (2)</b>

<sup>(1)</sup> Incluido en otros Activos Circulantes para SoCalGas.

<sup>(2)</sup> Se excluyen los contratos de compra normales medidos previamente a valor razonable.

**INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS (CONTINÚA)**

(En millones de dólares)

31 de diciembre de 2022

	Activos circulantes: Contratos de precio fijo y otros derivados <sup>(1)</sup>	Otros activos a largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
<b>Sempra:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tasas de interés	\$ 10	\$ 33	\$ —	\$ —
Instrumentos de cambio de divisas	—	—	(7)	(1)
Instrumentos de tipo de interés y de cambio de divisas	—	—	(105)	—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	480	133	(399)	(132)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(301)	(39)	301	39
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	138	27	(97)	(2)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(27)	(2)	27	2
Instrumento de tasa de interés	33	—	—	—
Montos netos presentados en el balance general	333	152	(280)	(94)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeta a recuperación por tarifas	451	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	18	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 802	\$ 152	\$ (280)	\$ (94)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 107	\$ 27	\$ (13)	\$ (2)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(12)	(2)	12	2
Montos netos presentados en el balance general	95	25	(1)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	17	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 112	\$ 25	\$ (1)	\$ —
<b>SoCalGas:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 31	\$ —	\$ (84)	\$ —
Contratos asociados de compensación de materias primas	(15)	—	15	—
Montos netos presentados en el balance general	16	—	(69)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	1	—	—	—
Total	\$ 17	\$ —	\$ (69)	\$ —

<sup>(1)</sup> Incluido en otros Activos Circulantes para SoCalGas.

<sup>(2)</sup> Se excluyen los contratos de compra normales medidos previamente a valor razonable.

La siguiente tabla incluye los efectos de los instrumentos derivados designados como coberturas de flujo de efectivo en los Estados Consolidados Condensados de Resultados en OCI y AOCI.

## IMPACTOS DE COBERTURA DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Ganancia (pérdida) antes de impuestos reconocida en OCI		Ubicación	Ganancia (pérdida) antes de impuestos reclasificada de AOCI a ganancias	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			Tres meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022		2023	2022
<b>Sempra:</b>					
Instrumentos de tasa de interés	\$ 320	\$ 4	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (2)
Instrumentos de tasa de interés	32	68	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>	12	(1)
Instrumentos de cambio de divisas	8	2	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía	—	—
			Otra Utilidad (Gastos), Neta	1	—
Instrumentos de cambio de divisas	7	1	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>	1	—
Instrumentos de tasa de interés y cambio de divisas	—	—	Otra Utilidad (Gastos), Neta	—	(3)
<b>Total</b>	<b>\$ 367</b>	<b>\$ 75</b>		<b>\$ 13</b>	<b>\$ (6)</b>

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre		Ubicación	Nueve meses terminados el 30 de septiembre	
	2023			2022	
	2023	2022		2023	2022
<b>Sempra:</b>					
Instrumentos de tasa de interés	\$ 337	\$ 39	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (1)
Instrumentos de tasa de interés	56	212	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>	33	(28)
Instrumentos de cambio de divisas	—	(1)	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía	—	2
			Otra Utilidad (Gastos), Neta	(1)	(1)
Instrumentos de cambio de divisas	1	(1)	Participación en Utilidades <sup>(1)</sup>	(1)	1
Instrumentos de tasa de interés y cambio de divisas	7	13	Gasto por Intereses	1	1
			Otra Utilidad (Gastos), Neta	6	3
<b>Total</b>	<b>\$ 401</b>	<b>\$ 262</b>		<b>\$ 37</b>	<b>\$ (23)</b>

### SoCalGas:

Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ —	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (1)
---------------------------------	------	------	---------------------	--------	--------

<sup>(1)</sup> La participación en inversiones por el método de participación en capital se reconocen después de impuestos.

Para Sempra, se esperan ganancias netas antes de NCI por \$48 millones de dólares, que son netas de gastos de impuestos, que actualmente se registran en AOCI (con ganancias netas de \$22 millones de dólares atribuibles al NCI) relacionados con coberturas de flujo de efectivo, sean reclasificadas en utilidades durante los próximos 12 meses, conforme los conceptos objeto de cobertura afecten a las utilidades. SoCalGas espera que \$1 millón de dólares de pérdidas, neto del beneficio por impuestos, que actualmente se registran en AOCI relacionados con las coberturas de flujo de efectivo, se reclasifiquen en utilidades durante los próximos 12 meses, conforme los conceptos objeto de cobertura afecten las utilidades. Los montos reales finalmente reclasificados en utilidades dependen de las tasas de interés vigentes cuando los contratos derivados vencen.

Para todas las operaciones previstas, el plazo máximo restante sobre el que tenemos cobertura de la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo al 30 de septiembre de 2023 es de aproximadamente 24 años para Sempra. El plazo máximo restante para el que cubrimos la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo en nuestro método de participación es de 16 años.

La siguiente tabla resume los efectos de los instrumentos derivados no designados como instrumentos de cobertura sobre los Estados Consolidados Condensados de Resultados.

Ubicación		Ganancia (pérdida) antes de impuesto en derivados reconocida en utilidades			
		Tres meses terminados el 30 de septiembre		Nueve meses terminados el 30 de septiembre	
		2023	2022	2023	2022
<b>Sempra:</b>					
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía	\$ 83	\$ (227)	\$ 785	\$ (455)
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Gas Natural	(125)	(11)	(172)	(15)
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida	23	16	5	10
Instrumentos de tasas de interés	Gasto por Intereses	—	—	(47)	—
<b>Total</b>		<b>\$ (19)</b>	<b>\$ (222)</b>	<b>\$ 571</b>	<b>\$ (460)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida	\$ 23	\$ 16	\$ 5	\$ 10
<b>SoCalGas:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Gas Natural	\$ (125)	\$ (11)	\$ (172)	\$ (15)

## CARACTERÍSTICAS CONTINGENTES RELACIONADAS CON EL RIESGO DEL CRÉDITO

Para Sempra, SDG&E y SoCalGas, algunos de nuestros instrumentos derivados contienen límites de crédito que varían en función de nuestras calificaciones crediticias. Generalmente, estas disposiciones, en su caso, pueden reducir nuestro límite de crédito si una agencia de calificación crediticia especificada reduce nuestras calificaciones. En ciertos casos, si nuestras calificaciones crediticias cayeran por debajo del grado de inversión, la contraparte de estos instrumentos derivados de pasivos podría solicitar el pago inmediato o exigir una garantía completa inmediata y continua.

Para Sempra, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo neto al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 fue de \$160 millones de dólares y \$106 millones de dólares, respectivamente. Para SoCalGas, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 fue de \$157 millones de dólares y \$69 millones de dólares, respectivamente. SDG&E no tenía este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 30 de septiembre de 2023 o al 31 de diciembre de 2022. Al 30 de septiembre de 2023, si las calificaciones crediticias de Sempra o SoCalGas se redujeran por debajo del grado de inversión, podrían requerirse \$160 millones de dólares y \$157 millones de dólares, respectivamente, de activos adicionales para ser otorgados como garantía para estos contratos derivados.

Para Sempra, SDG&E y SoCalGas, algunos de nuestros contratos derivados contienen una disposición que permitiría a la contraparte, en ciertas circunstancias, solicitar garantías adecuadas de nuestro cumplimiento bajo los contratos. Dicha garantía adicional, de ser necesaria, no es material y no se incluye en los montos anteriores.

---

## NOTA 8. MEDIDAS A VALOR RAZONABLE

En la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados del Reporte Anual se analizan las técnicas de valuación y los insumos que utilizamos para medir el valor razonable y la definición de los tres niveles de la jerarquía del valor razonable.

### MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

En las tres tablas siguientes, por nivel dentro de la jerarquía del valor razonable, se establecen nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron al valor razonable de manera recurrente al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022. Clasificamos los activos y pasivos financieros en su totalidad en función del nivel más bajo de insumos que es significativo para la medición del valor razonable. Nuestra evaluación de la importancia de un insumo particular para la medición del valor razonable requiere de un juicio y puede afectar la valuación de los activos y pasivos de valor razonable y su colocación dentro de la jerarquía del valor razonable. No hemos cambiado las técnicas de valuación ni los tipos de insumos que utilizamos para medir el valor razonable recurrente desde el 31 de diciembre de 2022.

El valor razonable de los activos y pasivos de los derivados de materias primas de conformidad con nuestra política de neteo, según analizamos en la Nota 7 bajo “Presentación de Estados Financieros”.

La determinación de los valores razonables, que se muestra en las tablas más adelante, incorpora diversos factores, incluyendo entre otros, la situación crediticia de las contrapartes implicadas y el impacto de mejoras crediticias (como depósitos en efectivo, cartas de crédito e intereses prioritarios).

Nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron a valor razonable de forma periódica en las tablas que se presentan más adelante incluyen lo siguiente:

- Los fideicomisos de desmantelamiento nuclear reflejan los activos de los NDT de SDG&E, excluyendo las cuentas por cobrar y cuentas por pagar. Un fiduciario tercero valora los activos fiduciarios utilizando los precios de un servicio de fijación de precios basado en un enfoque de mercado. Validamos estos precios comparándolos con los precios de otras fuentes de datos independientes. Los valores se valúan utilizando precios de cotización listados en bolsas de valores reconocidas a nivel nacional o con base en precios de cierre reportados en el mercado activo en el que se negocia el valor idéntico (Nivel 1). Otros valores se valúan con base en rendimientos que actualmente están disponibles para valores comparables de emisores con calificaciones crediticias similares (Nivel 2).
- Para los contratos de materias primas, instrumentos de tasas de interés e instrumentos de cambio de divisas, utilizamos principalmente un enfoque de mercado o de ingresos con supuestos de participantes de mercado para valorar estos derivados. Los supuestos de los participantes en el mercado incluyen aquellos relativos al riesgo y el riesgo inherente a los insumos de las técnicas de valuación. Estos insumos pueden ser fácilmente observables, corroborados por el mercado, o generalmente no observables. Tenemos derivados que cotizan en bolsas que se valúan con base en los precios cotizados en mercados activos para instrumentos idénticos (Nivel 1). Adicionalmente podemos tener otros derivados de materias primas que se valúan utilizando modelos estándar de la industria que consideran los precios a futuro de las materias primas, el valor en el tiempo, los precios de mercado actuales y los precios contractuales de los instrumentos subyacentes, los factores de volatilidad y otras mediciones económicas pertinentes (Nivel 2). Los artículos recurrentes de Nivel 3 se refieren a los CRR y a las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo en el SDG&E, según describimos a continuación en “Información de Nivel 3 – SDG&E”.
- Las inversiones en el Fideicomiso Rabbi incluyen inversiones a corto plazo que consisten en el mercado monetario y los fondos de inversión que valuamos utilizando un enfoque de mercado basado en los precios de cierre reportados en el mercado activo en el que se negocia el valor idéntico (Nivel 1).
- Como describimos en la Nota 5, en julio de 2020, Sempra firmó un Contrato de Soporte en beneficio de CFIN. Valuamos el Contrato de Soporte, que incluye una obligación de garantía, una opción de venta (put) y una opción de compra (call), neto de las comisiones de garantía relacionadas, a un valor razonable sobre una base recurrente. Utilizamos un modelo de flujo descontado para valorar el Contrato de Soporte, neto de las comisiones de garantía relacionadas. Debido a que algunos de los insumos que son significativos para la valuación son menos observables, el Contrato de Soporte se clasifica como Nivel 3, tal y como se describe a continuación en “Información de Nivel 3 – Sempra Infrastructure”.

## MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE – SEMBRA

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2023				
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes a efectivo	\$ 21	\$ 3	\$ —	\$ 24
Valores de capital	291	4	—	295
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	16	—	43
Bonos municipales	—	260	—	260
Otros valores	—	216	—	216
Total de valores de deuda	27	492	—	519
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	339	499	—	838
Inversiones a corto plazo mantenidas en el Fideicomiso Rabbi	62	—	—	62
Instrumentos de tasa de interés	—	378	—	378
Instrumentos de cambio de divisas	—	1	—	1
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	12	—	12
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	89	—	—	89
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	—	18	18
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	76	—	6	82
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	18	18
<b>Total</b>	<b>\$ 566</b>	<b>\$ 890</b>	<b>\$ 42</b>	<b>\$ 1,498</b>
<b>Pasivos:</b>				
Instrumentos de cambio de divisas	\$ —	\$ 8	\$ —	\$ 8
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	13	—	13
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	2	156	—	158
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	(1)	—	—	(1)
<b>Total</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 177</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 178</b>

<sup>(1)</sup> Excluye cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto.

<sup>(2)</sup> Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones y con garantía en efectivo, así como garantías en efectivo no compensadas.

## MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE – SEMPRA (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
	Valor razonable al 31 de diciembre de 2022			
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 1	\$ —	\$ 11
Valores de capital	293	4	—	297
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	13	—	40
Bonos municipales	—	270	—	270
Otros valores	—	227	—	227
Total de valores de deuda	27	510	—	537
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	330	515	—	845
Inversiones a corto plazo mantenidas en el Fideicomiso Rabbi	55	—	—	55
Instrumentos de tasa de interés	—	76	—	76
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	273	—	273
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	451	—	—	451
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	82	19	35	136
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	12	—	6	18
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	17	17
<b>Total</b>	<b>\$ 930</b>	<b>\$ 883</b>	<b>\$ 58</b>	<b>\$ 1,871</b>
<b>Pasivos:</b>				
Instrumentos de cambio de divisas	\$ —	\$ 8	\$ —	\$ 8
Instrumentos de tasas de interés y cambio de divisas	—	105	—	105
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	191	—	191
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	70	—	70
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 374</b>

<sup>(1)</sup> Excluye cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto.

<sup>(2)</sup> Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones y con garantía en efectivo, así como garantías en efectivo no compensadas.

## MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE – SDG&E

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2023				
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 21	\$ 3	\$ —	\$ 24
Valores de capital	291	4	—	295
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	16	—	43
Bonos municipales	—	260	—	260
Otros valores	—	216	—	216
Total de valores de deuda	27	492	—	519
Total fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	339	499	—	838
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	—	18	18
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	74	—	6	80
<b>Total</b>	<b>\$ 413</b>	<b>\$ 499</b>	<b>\$ 24</b>	<b>\$ 936</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 2	\$ —	\$ —	\$ 2
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	(1)	—	—	(1)
<b>Total</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 1</b>

Valor razonable al 31 de diciembre de 2022

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 1	\$ —	\$ 11
Valores de capital	293	4	—	297
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	13	—	40
Bonos municipales	—	270	—	270
Otros valores	—	227	—	227
Total de valores de deuda	27	510	—	537
Total fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	330	515	—	845
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	82	3	35	120
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	11	—	6	17
<b>Total</b>	<b>\$ 423</b>	<b>\$ 518</b>	<b>\$ 41</b>	<b>\$ 982</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 1</b>

<sup>(1)</sup> Excluye cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto.

<sup>(2)</sup> Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones y con garantía en efectivo, así como garantías en efectivo no compensadas.

## MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE – SOCALGAS

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2023				
<b>Activos:</b>				
Efecto de neteo y asignación de garantía <sup>(1)</sup>	\$ 2	\$ —	\$ —	\$ 2
<b>Total</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 2</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 156	\$ —	\$ 156
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 156</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 156</b>
Valor razonable al 31 de diciembre de 2022				
<b>Activos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 16	\$ —	\$ 16
Efecto de neteo y asignación de garantía <sup>(1)</sup>	1	—	—	1
<b>Total</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 16</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 17</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 69	\$ —	\$ 69
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 69</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 69</b>

<sup>(1)</sup> Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos maestros de compensaciones y con garantía en efectivo, así como las garantías en efectivo no compensadas.

### Información de Nivel 3

#### SDG&E

La siguiente tabla contiene las conciliaciones de los cambios de valor razonable de los CRR y de las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo clasificadas como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable de Sempra y SDG&E.

## RECONCILIACIONES NIVEL 3<sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
Balance al 1 de julio	\$ 20	\$ 33
Pérdidas realizadas y no realizadas	(2)	(35)
Instrumentos de transmisión asignados	1	2
Liquidaciones	(1)	33
<b>Balance al 30 de septiembre</b>	<b>\$ 18</b>	<b>\$ 33</b>
Cambio en ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ 1	\$ 3
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2023	2022
Balance al 1 de enero	\$ 35	\$ 54
Pérdidas realizadas y no realizadas	(10)	(58)
Instrumentos de transmisión asignados	(1)	(4)
Liquidaciones	(6)	41
<b>Balance al 30 de septiembre</b>	<b>\$ 18</b>	<b>\$ 33</b>
Cambio en pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ (8)	\$ (15)

<sup>(1)</sup> Excluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones.

Los insumos utilizados para determinar el valor razonable de los CRR y las posiciones de electricidad a precio fijo se revisan y comparan con las condiciones del mercado para determinar su razonabilidad.

Los CRRs se registran a valor razonable basándose casi totalmente en los precios de subasta más actuales publicados por la ISO de California, una fuente objetiva. Los precios de las subastas anuales se publican una vez al año, normalmente a mediados de noviembre, y son la base para valorar los CRR que se establecen en el año siguiente. Para los CRR que se liquidaron del 1 de enero al 31 de diciembre, los insumos de precios de subasta, en un lugar determinado, se encontraban en los siguientes rangos para los años indicados a continuación:

#### PRECIOS DE SUBASTA DE LOS INSUMOS PARA INGRESOS POR DERECHOS DE CONGESTIÓN

Año de liquidación	Precio por MWh				Precio promedio por MWh		
2023	\$	(3.09)	a	\$	10.71	\$	(0.56)
2022		(3.67)	a		6.96		(0.70)

El impacto asociado con el descuento es insignificante. Debido a que estos precios de subasta son un insumo menos observable, estos instrumentos se clasifican como Nivel 3. El valor razonable de estos instrumentos se deriva de las diferencias de precios de subasta entre dos lugares. Los valores positivos entre dos ubicaciones representan las futuras reducciones esperadas en los costos de congestión, mientras que los valores negativos entre dos ubicaciones representan las cargas futuras esperadas. La valoración de nuestros CRRs es sensible a un cambio en el precio de la subasta. Si los precios de subasta en una ubicación aumentan (disminuyen) en relación con otra ubicación, esto podría resultar en una medición del valor significativamente más alta (más baja). Incluimos un resumen de los volúmenes de CRR en la Nota 7.

Las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo en 2022 que se valoraron utilizando datos importantes no observables se clasificaron como Nivel 3 porque las condiciones del contrato se refirieron a un lugar de entrega o duración para el que no se disponía de información sobre las tasas de mercado observables. El valor razonable de las posiciones netas de electricidad clasificadas como Nivel 3 se derivaron de un modelo de flujo descontado utilizando insumos de mercado de electricidad a precio futuro. El rango y el precio medio ponderado de estos insumos al 30 de septiembre de 2022 fueron de \$26.75 dólares a \$127.20 dólares y \$68.50 dólares, respectivamente. Incluimos un resumen de los volúmenes de posición de electricidad a largo plazo, a precio fijo, en la Nota 7.

Las ganancias y pérdidas realizadas asociadas con los CRR y las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo, que son recuperables en tarifas, se registran en el costo del combustible eléctrico y de la energía adquirida en los Estados Consolidados Condensados de Resultados. Debido a que las ganancias y pérdidas no realizadas se registran como activos y pasivos reglamentarios, no afectan a las utilidades.

## Sempra Infrastructure

La siguiente tabla contiene las conciliaciones de las variaciones en el valor razonable del Contrato de Soporte de Sempra en beneficio de CFIN que se clasifica como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable de Sempra.

### RECONCILIACIONES NIVEL 3

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
Balance al 1 de julio	\$ 23	\$ 16
(Pérdidas) ganancias realizadas y no realizadas <sup>(1)</sup>	(3)	2
Liquidaciones	(2)	(2)
Balance al 30 de septiembre <sup>(2)</sup>	\$ 18	\$ 16
Cambio en (pérdidas) ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ (2)	\$ 2

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
Balance al 1 de enero	\$ 17	\$ 7
Ganancias realizadas y no realizadas <sup>(1)</sup>	7	16
Liquidaciones	(6)	(7)
Balance al 30 de septiembre <sup>(2)</sup>	\$ 18	\$ 16
Cambio en ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ 7	\$ 15

<sup>(1)</sup> Ganancias netas se incluyen en Utilidades por Intereses y las pérdidas netas se incluyen en Gasto por Intereses en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

<sup>(2)</sup> Incluye \$7 en Otros Activos Circulantes y \$11 en Otros Activos a Largo Plazo al 30 de septiembre de 2023 en el Balance General Consolidado Condensado de Sempra.

El valor razonable del Contrato de Soporte, neto de las comisiones de garantía relacionadas, se basa en un modelo de flujo descontado utilizando una metodología de probabilidad de incumplimiento y supervivencia. Nuestra estimación del valor razonable considera insumos tales como tasas de incumplimientos de terceros, calificaciones crediticias, tasas de recuperación y tasas de descuento ajustadas por riesgo, que pueden ser fácilmente observables, corroborados por el mercado o generalmente no observables. Debido a que la calificación crediticia de CFIN y las tasas de incumplimiento y supervivencia relacionadas son insumos no observables que son significativos para la valoración, el Contrato de Soporte, neto de las tasas de garantía relacionadas, se clasifica como Nivel 3. Asignamos a CFIN una calificación crediticia desarrollada internamente de A3 y nos basamos en los datos de tasas de incumplimiento publicadas por Moody's para asignar una probabilidad de incumplimiento. Un cambio hipotético en la calificación crediticia a un nivel superior o inferior podría resultar en un cambio significativo en el valor razonable del Contrato de Soporte.

## Valor Razonable de Instrumentos Financieros

Los valores razonables de algunos de nuestros instrumentos financieros (efectivo, cuentas por cobrar, cantidades debidas a/por afiliadas no consolidadas con vencimientos originales de menos de 90 días, dividendos y cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósitos de clientes) se aproximan a su valor en libros debido a la naturaleza a corto plazo de dichos instrumentos. Las inversiones en contratos de seguros de vida que tenemos en apoyo de nuestros Planes de Retiro Ejecutivo Adicional, Restauración de Saldo de Efectivo y de Compensación Diferida se registran a valores de entrega en efectivo, que representan la cantidad de efectivo que podría realizarse bajo dichos contratos. La siguiente tabla presenta los importes en libros y los valores razonables de otros instrumentos financieros que no se registran a valor razonable en los Balances Generales Consolidados Condensados.

VALOR RAZONABLE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	Monto registrado	Valor razonable			Total	
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3		
30 de septiembre de 2023						
<b>Sempra:</b>						
Cuenta por cobrar de pagarés a largo plazo <sup>(1)</sup>	\$ 330	\$ —	\$ —	\$ 295	\$ 295	
Montos de largo plazo debidos a afiliadas no consolidadas	308	—	269	—	269	
Total de deuda a largo plazo <sup>(2)</sup>	27,657	—	23,765	—	23,765	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(3)</sup>	\$ 8,750	\$ —	\$ 7,202	\$ —	\$ 7,202	
<b>SoCalGas:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(4)</sup>	\$ 6,759	\$ —	\$ 5,953	\$ —	\$ 5,953	
31 de diciembre de 2022						
<b>Sempra:</b>						
Cuenta por cobrar de pagarés a largo plazo <sup>(1)</sup>	\$ 318	\$ —	\$ —	\$ 286	\$ 286	
Montos de largo plazo debidos a afiliadas no consolidadas	301	—	263	—	263	
Total de deuda a largo plazo <sup>(2)</sup>	24,513	—	21,549	—	21,549	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(3)</sup>	\$ 7,800	\$ —	\$ 6,726	\$ —	\$ 6,726	
<b>SoCalGas:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(4)</sup>	\$ 6,059	\$ —	\$ 5,538	\$ —	\$ 5,538	

<sup>(1)</sup> Antes de reservas por pérdidas crediticias por \$6 y \$7 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente. Excluye los costos de transacción no amortizados de \$4 y \$5 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

<sup>(2)</sup> Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$326 y \$289 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,346 y \$1,343 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

<sup>(3)</sup> Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$90 y \$70 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,234 y \$1,256 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

<sup>(4)</sup> Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$57 y \$48 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$112 y \$87 al 30 de septiembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

Incluimos los valores razonables para los valores mantenidos en los NDT relacionados con SONGS en la Nota 9.

---

## NOTA 9. ESTACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA NUCLEAR DE SAN ONOFRE

A continuación, presentamos actualizaciones de los asuntos en curso relacionados con SONGS, una central nuclear cerca de San Clemente, California, la cual suspendió de manera permanente sus operaciones en junio de 2013 y en la cual SDG&E tiene una participación accionaria de 20%. Describimos más a fondo SONGS en la Nota 15 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados del Reporte Anual.

### **DESMANTELAMIENTO Y FINANCIAMIENTO DE LA CENTRAL NUCLEAR**

A raíz de la decisión de Edison de retirar de forma permanente las Unidades 2 y 3 de SONGS, Edison inició la fase de desmantelamiento de la central. En el 2020 se iniciaron importantes trabajos de desmantelamiento. Estimamos que la mayoría de los trabajos de desmantelamiento concluirán alrededor de 2030. El desmantelamiento de la Unidad 1, el cual cesó sus operaciones en 1992, en gran medida está terminado. Las obras restantes para la Unidad 1 se concluirán una vez que se desmantelen las Unidades 2 y 3 y se retire del sitio el combustible irradiado. El combustible irradiado actualmente se almacena en el sitio hasta que el DOE encuentre una instalación de almacenamiento de combustible irradiado y ponga en marcha un programa para la eliminación del combustible. SDG&E es responsable de aproximadamente el 20% de los costos totales de desmantelamiento.

De conformidad con los requisitos y reglamentos estatales y federales, SDG&E cuenta con activos mantenidos en los NDT para financiar su parte de los costos de desmantelamiento de las Unidades 1, 2 y 3 de SONGS. Los montos recaudados en tarifas para el desmantelamiento de SONGS se invierten en los NDT, los cuales están integrados por fondos fiduciarios administrados externamente. Los montos depositados en los NDT se invierten de conformidad con la regulación de la CPUC. SDG&E clasifica los títulos de deuda y de capital en depósito en los NDT como disponibles para su venta. Los activos en los NDT se presentan en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra y SDG&E a valor razonable con los créditos compensatorios registrados en los Pasivos Reglamentarios no circulantes.

A excepción del uso de fondos para la planeación de actividades de desmantelamiento o costos administrativos de los NDT, se requiere la aprobación de la CPUC para que SDG&E acceda a los activos de los NDT para financiar los costos de desmantelamiento de SONGS para las Unidades 2 y 3. En diciembre de 2022, la CPUC otorgó a SDG&E la autorización para acceder a los fondos de los NDT hasta por \$81 millones de dólares para los costos previstos para 2023.

La siguiente tabla muestra los valores razonables y las ganancias y pérdidas brutas no realizadas para los valores mantenidos en los NDT, en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra y SDG&E. En la Nota 8 incluimos información adicional sobre el valor razonable para los NDT.

### FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	Costo	Ganancias brutas no realizadas	Pérdidas brutas no realizadas	Valor razonable estimado
30 de septiembre de 2023				
<b>Valores de deuda:</b>				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU. <sup>(1)</sup>	\$ 44	\$ 1	\$ (2)	\$ 43
Bonos municipales <sup>(2)</sup>	278	—	(18)	260
Otros valores <sup>(3)</sup>	234	1	(19)	216
<b>Total de valores de deuda</b>	<b>556</b>	<b>2</b>	<b>(39)</b>	<b>519</b>
Valores de capital	99	201	(5)	295
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	24	—	—	24
Cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto	(11)	—	—	(11)
<b>Total</b>	<b>\$ 668</b>	<b>\$ 203</b>	<b>\$ (44)</b>	<b>\$ 827</b>

31 de diciembre de 2022

<b>Valores de deuda:</b>				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro de EE.UU. y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	\$ 40	\$ 1	\$ (1)	\$ 40
Bonos municipales	283	1	(14)	270
Otros valores	248	—	(21)	227
<b>Total de valores de deuda</b>	<b>571</b>	<b>2</b>	<b>(36)</b>	<b>537</b>
Valores de capital	111	194	(8)	297
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	11	—	—	11
Cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto	(4)	—	—	(4)
<b>Total</b>	<b>\$ 689</b>	<b>\$ 196</b>	<b>\$ (44)</b>	<b>\$ 841</b>

<sup>(1)</sup> Las fechas de vencimiento son 2023-2054.

<sup>(2)</sup> Las fechas de vencimiento son 2023-2062.

<sup>(3)</sup> Las fechas de vencimiento son 2023-2072.

La siguiente tabla muestra el producto de las ventas de valores en los NDT, así como las ganancias y pérdidas brutas realizadas sobre esas ventas.

### VENTAS DE VALORES EN LOS FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
Producto de las ventas	\$ 143	\$ 133	\$ 437	\$ 530
Ganancias brutas realizadas	12	2	20	16
Pérdidas brutas realizadas	(3)	(3)	(9)	(14)

Las ganancias y pérdidas netas no realizadas, así como las ganancias y pérdidas realizadas que se reinvierten en los NDT se incluyen en Pasivos Reglamentarios no circulantes en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra y SDG&E. Determinamos el costo de los valores en los fideicomisos a partir de la identificación específica.

## OBLIGACIÓN DE RETIRO DE ACTIVOS

El valor presente de las ARO de SDG&E relacionadas con los costos de desmantelamiento de las tres unidades de SONGS fue de \$512 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023 y se basa en un estudio de costos elaborado en 2020 que está pendiente de ser aprobado por la CPUC. SDG&E espera recibir una propuesta de decisión en el cuarto trimestre de 2023.

---

## NOTA 10. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

### PROCEDIMIENTOS LEGALES

Registramos pérdidas para un procedimiento legal cuando es probable que se haya incurrido en una pérdida y el monto de la pérdida pueda ser razonablemente estimado. Sin embargo, las incertidumbres inherentes a los procedimientos legales hacen difícil estimar razonablemente los costos y efectos de la resolución de estos asuntos. Consecuentemente, los costos reales incurridos podrían diferir sustancialmente de los montos registrados, podrían exceder, y en algunos casos han excedido, la cobertura de seguros aplicable y podrían afectar adversa y sustancialmente a nuestro negocio, resultado de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. A menos que se indique de otro modo, no es posible que razonablemente estimemos las posibles pérdidas o un rango de pérdidas en exceso de cualesquiera montos registrados.

Al 30 de septiembre de 2023, los registros de contingencias por pérdidas para asuntos legales, incluyendo los honorarios legales asociados y los asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga que son probables y estimables, fueron por \$203 millones de dólares para Sempra, incluyendo \$127 millones de dólares para SoCalGas. Los montos para Sempra y para SoCalGas incluyen \$125 millones de dólares para cuestiones relacionadas con la Fuga, mismas que discutimos más adelante.

### ***SDG&E***

#### *Contratos de Franquicia de la Ciudad de San Diego*

En 2021, dos demandas fueron presentadas ante la Suprema Corte de California impugnando varios aspectos de los contratos de franquicia de gas natural y electricidad otorgados por la Ciudad de San Diego a SDG&E. Ambas demandas pretendían anular los contratos de franquicia en última instancia. En uno de los casos, se dictó sentencia a favor de SDG&E y la Ciudad de San Diego, y el demandante en ese caso ha apelado. En el segundo caso, el tribunal resolvió a favor de SDG&E y la Ciudad de San Diego, manteniendo todos los términos de los contratos de franquicia, excepto el requisito de los dos tercios de los votos del Consejo Municipal para la rescisión si la Ciudad decide terminarlos en determinadas circunstancias. Según la sentencia del tribunal, la ciudad puede rescindir el contrato por mayoría de votos, siempre que cumpla las disposiciones de reembolso de los contratos de franquicia. Este asunto está sujeto a una moción de reconsideración y, posteriormente, a una apelación si no se resuelve de otro modo.

### ***SoCalGas***

#### *Fuga de Gas en la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Aliso Canyon*

Desde el 23 de octubre de 2015 hasta el 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó una fuga de gas natural de uno de los pozos de inyección y extracción, SS25, en su instalación de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon en el condado de Los Ángeles.

**Litigios.** En septiembre de 2021, SoCalGas y Sempra celebraron un convenio con asesores para resolver aproximadamente 390 demandas, incluyendo aproximadamente 36,000 demandantes (los Demandantes Individuales), entonces pendientes contra SoCalGas y Sempra relacionadas con la Fuga por un pago de hasta \$1.8 mil millones de dólares. Más del 99% de los Demandantes Individuales participaron y presentaron liberaciones válidas, y SoCalGas había pagado \$1.79 mil millones de dólares en 2022 en virtud del convenio. Los Demandantes Individuales que no participaron en la transacción (los Demandantes Individuales Restantes) pueden continuar con la persecución de sus demandas. Adicionalmente, al 31 de octubre de 2023, se han presentado nuevas demandas relacionadas con la Fuga en representación de aproximadamente 394 nuevos demandantes en contra SoCalGas y Sempra desde la transacción de septiembre de 2021.

Los casos de los Demandantes Individuales Restantes y los casos de los nuevos demandantes se coordinaron ante un solo tribunal en el Tribunal Superior de LA para la gestión previa al juicio bajo una demanda principal consolidada presentada en noviembre de 2017, con el caso de un demandante en proceso bajo una demanda por separado. Tanto la demanda principal consolidada y la demanda por separado argumentan negligencia, negligencia per se, responsabilidad objetiva, imposición intencional y negligente

de angustia emocional y ocultamiento doloso. La demanda principal consolidada alega como bases de la acción adicionales, molestias privadas y públicas (continuas y permanentes), invasión de propiedad, condena inversa, pérdida de cónyuge y muerte injusta contra SoCalGas y Sempra. La demanda por separado alega una causa de acción adicional por asalto y agresiones. Ambas demandas piden daños compensatorios y punitivos por lesiones personales, salarios perdidos y/o lucro cesante, costos de monitoreo médico futuros y honorarios de abogados. La demanda principal consolidada también busca daños a la propiedad y disminución en el valor de la propiedad, medidas cautelares e indemnizaciones civiles. En octubre de 2023, el Tribunal Superior de LA ordenó que los casos de 233 Demandantes Individuales Restantes que no respondieron a solicitudes de descubrimiento fueran desechados.

Se presentaron cuatro demandas derivadas de accionistas alegando incumplimiento de deberes fiduciarios contra ciertos funcionarios y algunos consejeros de Sempra y/o SoCalGas. Tres de las cuatro demandas derivadas de accionistas se consolidaron en una Denuncia Modificada Derivada de Accionista Consolidada, presentada en un procedimiento coordinado en el Tribunal Superior de LA, que fue desechada en forma definitiva en enero de 2021 y en junio de 2023, el Tribunal de Apelaciones del Segundo Distrito de Apelación División Cinco del Estado de California confirmó el desechamiento. Los demandantes solicitaron revisión ante la Suprema Corte de California. El Tribunal Superior de LA desechó las cuatro demandas restantes en forma definitiva en noviembre de 2022. Los demandantes apelaron este desechamiento, pero en octubre de 2023 abandonaron esta apelación, como resultado, el desechamiento es definitivo.

**Procedimiento Reglamentario.** En febrero de 2017, la CPUC abrió el procedimiento SB 380 OII para determinar la viabilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, manteniendo la suficiencia energética y eléctrica de la región, pero excluyendo temas relativos a la calidad del aire, la salud pública, la causalidad, la culpabilidad o la responsabilidad por los costos de la Fuga. La primera fase del procedimiento estableció un marco para los supuestos de modelo económico y costos de producción hidráulica para la posible reducción del uso o eliminación de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, así como una evaluación en el impacto de reducir o eliminar la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon utilizando la estructura y los modelos establecidos. La siguiente fase del procedimiento incluía la contratación de un consultor que analizara los medios alternativos para satisfacer o evitar la demanda de los servicios de la terminal si ésta fuera eliminada en el plazo de 2027 o 2035, que está actualmente en curso, y para atender la potencial implementación de alternativas a la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon si la CPUC determina que la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon debe ser cerrada de forma permanente. La CPUC también añadió a todos los IOUs de California como partes del procedimiento y promovió que todas las distribuidoras de carga del Área de Los Ángeles se sumen al procedimiento.

En noviembre de 2021, la CPUC emitió una decisión de rango provisional de niveles de inventarios de gas en la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, estableciendo un rango provisional de niveles de inventarios de gas de hasta 41.16 Bcf. En agosto de 2023, la CPUC emitió una decisión aprobando un nuevo rango provisional de niveles de inventarios de gas de hasta 68.6 Bcf. La CPUC puede emitir cambios futuros a este rango provisional de niveles autorizados de inventario de gas antes de emitir una decisión final dentro del procedimiento SB 380 OII.

Al 30 de septiembre de 2023, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$993 millones de dólares. Si la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara permanentemente, o si los flujos de efectivo futuros de su operación fueran insuficientes para recuperar su valor de transmisión, podríamos registrar un deterioro de la instalación, que podría ser material, o podría incurrir en costos de operación significativamente mayores a los previstos y/o ser requerido a hacer mayores gastos de capital adicionales (de los cuales todos y cada uno pueden ser no recuperables mediante tarifas), y la suficiencia del gas natural y la generación eléctrica podrían verse en peligro.

**Procedimiento Reglamentario – Resuelto.** En junio de 2019, la CPUC abrió una OII (la OII de la Fuga) para investigar y considerar, entre otras cosas, si SoCalGas debe ser sancionado por la Fuga y qué indemnización por daños, multas u otras penas si las hubiera, deben ser impuestas por cualquier violación, prácticas no razonables o imprudentes o por la falta de suficiente cooperación con SED, así como para determinar el monto de diversos costos incurridos por SoCalGas y otras partes en relación con la Fuga y el tratamiento u otra disposición de tales costos. En octubre de 2022 SoCalGas celebró un convenio de transacción con SED y la Oficina de Defensores Públicos de la CPUC para resolver todos los aspectos de la OII de la Fuga. El convenio de transacción prevé sanciones económicas, determinados gastos que SoCalGas reembolsará, la infracción del artículo 451 del Código de Empresas de Servicios Públicos de California, y que SoCalGas no tratará de recuperar de los contribuyentes por costos incurridos previamente, entre otras disposiciones. En septiembre de 2023, la CPUC emitió una decisión final autorizando el convenio de transacción.

**Seguros y Contabilidad y Otros Impactos.** Desde 2015, SoCalGas ha incurrido en costos significativos en relación con la Fuga, incluyendo costos para defenderse de, y para transigir en litigios civiles derivados de la Fuga. Aparte del seguro de responsabilidad civil de los administradores y directivos, hemos agotado todos nuestros seguros para este asunto. Seguimos

buscando otras fuentes de cobertura de seguro para los costes relacionados con este asunto, pero es posible que no tengamos éxito en la obtención de una recuperación de seguro adicional para cualquiera de estos costos.

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022, SoCalGas registró cargos totales de \$122 millones de dólares (\$101 millones de dólares después de impuestos) y \$259 millones de dólares (\$199 millones de dólares después de impuestos), respectivamente, en el Litigio de Aliso Canyon y Asuntos Reglamentarios en los Estados de Consolidados Condensados de Resultados de SoCalGas y de Sempra relacionados a el litigio y procedimientos reglamentarios relacionados con la Fuga.

Al 30 de septiembre de 2023, \$126 millones de dólares se han acumulado en Reservas para costos de Aliso Canyon, y \$3 millones de dólares se han acumulado en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados Condensados de SoCalGas y Sempra. Estas acumulaciones no incluyen cualquier cantidad en exceso a lo que se ha estimado para resolver ciertos asuntos que describimos anteriormente en “Litigios” y “Procedimiento Reglamentario”, ni ninguna cantidad que pueda ser necesaria para resolver amenazas de litigio, otros litigios potenciales y otros costos, en cada caso en la medida que no es posible en este momento predecir el resultado de estas acciones o estimar razonablemente los posibles costos o un posible rango de costos. Adicionalmente, no somos capaces de estimar razonablemente la posible pérdida o rango de posibles pérdidas en exceso de los montos devengados, que podrían ser significativos y podrían tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o perspectivas de SoCalGas y de Sempra.

## ***Sempra Infrastructure***

### ***Energía Costa Azul***

A continuación, describimos ciertas disputas inmobiliarias, y los desafíos de permisos que afectan a nuestra Terminal ECA Regasificación. Algunas de estas controversias inmobiliarias se refieren a terrenos en los que se espera que estén parte de las instalaciones de licuefacción de ECA LNG en construcción y en desarrollo, o en las que se espera que se encuentren o partes de la Terminal ECA Regasificación que serían necesarias para el funcionamiento de dichas instalaciones para licuefacción de ECA LNG se encuentran. Una o más decisiones finales desfavorables sobre estas disputas o desafíos podrían afectar materialmente de forma negativa nuestras operaciones de regasificación de gas natural existentes y los proyectos propuestos de licuefacción de gas natural en las instalaciones de la Terminal ECA Regasificación y tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o perspectivas de Sempra.

**Disputas Inmobiliarias.** Sempra Infrastructure ha estado involucrada por largo tiempo en una disputa inmobiliaria con un demandante relativa a las propiedades adyacentes a su Terminal ECA Regasificación, que supuestamente se superponen con la propiedad donde está ubicada la Terminal ECA Regasificación (sin embargo, la terminal no está situada en el terreno objeto de esta controversia), como sigue:

- El demandante de la propiedad adyacente presentó denuncias ante el Tribunal Agrario Federal impugnando la negativa de la SEDATU en 2006 a emitir el título de propiedad en litigio. En noviembre de 2013, el Tribunal Federal Agrario ordenó que la SEDATU emitiera el título solicitado al demandante e hiciera que fuera registrado. Tanto la SEDATU como Sempra Infrastructure impugnaron el fallo debido a la falta de notificación del proceso subyacente. En mayo de 2019, un tribunal federal en México revocó la sentencia y ordenó un nuevo juicio, que está pendiente de resolución.
- En un procedimiento por separado, el demandante presentó demanda para reiniciar un procedimiento administrativo ante SEDATU para obtener el título de propiedad que, como se describió anteriormente, había sido emitido previamente por una decisión del Tribunal Agrario Federal y subsecuentemente revertido por un tribunal federal en México. En abril de 2021, el procedimiento en el Tribunal Agrario concluyó con el tribunal ordenando que se restablezca el procedimiento administrativo. El procedimiento administrativo en SEDATU puede continuar si la SEDATU decide reabrir el asunto.

Adicionalmente, un área del terreno en el que está situada una parte de la Terminal ECA Regasificación está sujeta a una reclamación ante el Tribunal Agrario Federal, en la que los demandantes pretenden anular el título de propiedad de una parte del terreno en el que se encuentra la Terminal ECA Regasificación, y obtener la posesión de una parcela diferente que supuestamente se superpone con el sitio de la Terminal ECA Regasificación. El procedimiento, que solicita una orden de que la SEDATU anule el título de propiedad en conflicto de la Terminal ECA Regasificación, fue iniciado en 2006 y, en julio de 2021, una resolución fue emitida en favor de la Terminal ECA Regasificación. El demandante apeló y, en febrero de 2022, el tribunal de apelación confirmó la decisión a favor de la Terminal ECA Regasificación y desestimó la apelación. El demandante presentó una apelación federal en contra de la decisión del tribunal de apelación. Está pendiente recibir una decisión del Tribunal Colegiado de Circuito Federa.

**Permisos de Impacto Ambiental y Social.** Varios recursos administrativos están pendientes ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México (la dependencia mexicana de protección ambiental) y los Tribunales Federales

Fiscales y Administrativos, buscando la revocación de la manifestación de impacto ambiental emitida a la Terminal ECA Regasificación en 2003. En términos generales, estos casos alegan que las condiciones y las medidas de mitigación de la manifestación de impacto ambiental son inadecuadas, y cuestionan la conclusión de que las actividades de la terminal son compatibles con las directrices de desarrollo regional.

En 2018 y 2021, tres demandantes relacionados interpusieron impugnaciones por separado en el Tribunal Federal de Distrito de Ensenada, Baja California, en relación con los permisos de impacto ambiental y social emitidos por la ASEA y SENER a ECA LNG autorizando actividades de licuefacción de gas natural en la Terminal ECA Regasificación, como sigue:

- En el primer caso, el tribunal dictó una sentencia provisional en contra de los permisos en septiembre de 2018. En diciembre de 2018, la ASEA aprobó modificaciones al permiso ambiental que facilitan el desarrollo de la terminal de licuefacción de gas natural propuesta en dos fases. En mayo de 2019, el tribunal canceló la sentencia provisional. El demandante apeló la decisión del tribunal de cancelar la sentencia provisional, pero no tuvo éxito. La impugnación subyacente del demandante a los permisos sigue pendiente.
- En el segundo caso, se denegó la solicitud inicial de medidas cautelares en contra de los permisos. Esa decisión fue revocada en el recurso de apelación en enero de 2020, lo que dio lugar a la emisión de una nueva sentencia contra los permisos que habían emitido ASEA y SENER. Esta medida cautelar es de aplicación incierta a falta de aclaración por parte del tribunal. Los demandantes solicitaron al tribunal que dictaminara que la construcción de instalaciones de licuefacción de gas natural violaba la medida cautelar y, en febrero de 2022, el tribunal falló a favor de la Terminal ECA Regasificación, confirmando que las actividades de construcción para la licuefacción de gas natural no violaron la orden judicial. Los demandantes apelaron esta decisión, pero no fueron exitosos. La reclamación subyacente de los demandantes respecto a los permisos permanece pendiente.
- En el tercer caso, un grupo de residentes presentó una demanda en junio de 2021 contra varias autoridades federales y estatales alegando deficiencias en el proceso de consulta pública para la emisión de permisos. La solicitud para una orden judicial inicial fue negada. Los demandantes apelaron esta decisión, pero no fueron exitosos. La decisión del tribunal de primera instancia fue favorable para la Terminal ECA Regasificación, ya que el tribunal determinó que no se causó daño a los demandantes y desechó la demanda. Los demandantes apelaron y la decisión del tribunal de apelaciones está pendiente.

#### *Litigios relacionados con Acciones Regulatorias y Otras del Gobierno Mexicano*

**Reformas a la Ley de la Industria Eléctrica de México.** En marzo de 2021, el gobierno mexicano publicó un decreto con modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica de México que incluye ciertos cambios de política pública, incluyendo establecer prioridad en el despacho para las plantas de la CFE sobre las plantas propiedad de particulares. Conforme a este decreto, estas modificaciones debían surtir efectos en marzo de 2021, y la SENER, la CRE y el Centro Nacional de Control de Energía tenían 180 días naturales para modificar, según fuera necesario, todas las resoluciones, políticas, criterios, manuales y otras regulaciones aplicables a la industria energética para ajustarse a este decreto. Sin embargo, un tribunal mexicano emitió una suspensión a las reformas más tarde en marzo de 2021. En abril de 2022, la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió una acción de inconstitucionalidad presentada por un grupo de senadores en contra de la Ley de la Industria Eléctrica reformada, pero no se alcanzó la mayoría calificada de ocho votos de 11 que se requiere en asuntos que involucran la constitucionalidad y el procedimiento fue desechado, lo que significa que la Suprema Corte de Justicia de la Nación no emitió un precedente vinculante y la Ley de la Industria Eléctrica reformada permanece en vigor. Sempra Infrastructure presentó tres demandas contra las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica y, en cada una de ellas, Sempra Infrastructure obtuvo una decisión favorable en los tribunales inferiores, la cual fue disputada por la CRE. La decisión final está pendiente. Si las reformas propuestas son confirmadas por los tribunales inferiores o por la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México (que en estos casos únicamente requeriría un voto de mayoría simple), la CRE podría ser requerida a revocar permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la ley de electricidad anterior, los cuales fueron considerados como derechos adquiridos cuando la nueva Ley de la Industria Eléctrica fue decretada, bajo un estándar legal que es ambiguo y no bien definido conforme a la ley. Si dichos permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la ley de electricidad se revocan, podría resultar en un incremento en los gastos para Sempra Infrastructure y sus consumidores de energía, afectar adversamente nuestra capacidad para desarrollar nuevos proyectos, resultar en menores ingresos y flujos de efectivo, e impactar negativamente nuestra capacidad para recuperar los valores de nuestras inversiones en México, cualquiera de los cuales podría tener un efecto material adverso en el negocio, resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o prospectos de Sempra.

#### *Gasoducto de Sonora - Resuelto*

**Segmento Guaymas-El Oro.** El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas, y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio acuerdo de servicio con la CFE. En 2015, la tribu Yaqui, con la excepción de algunos miembros que viven en la comunidad Bâcum, otorgó su consentimiento y un convenio de servidumbre de paso para la construcción del segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de gas natural de Sonora que atraviesa su territorio. Representantes de la comunidad Bâcum interpusieron un recurso legal ante un tribunal federal mexicano reclamando el derecho a no otorgar su consentimiento para el proyecto, resultando en una orden de suspensión en 2016 que

prohibía la construcción a través del territorio comunitario de BÁCUM. Debido a que Sempra Infrastructure no consideraba que la orden de suspensión de 2016 prohibiera la construcción en el resto del territorio Yaqui, se completó la construcción, y las operaciones comerciales comenzaron en mayo de 2017.

Tras el inicio de las operaciones comerciales, Sempra Infrastructure reportó daños al segmento Guaymas-El Oro en el territorio Yaqui, lo cual ha hecho inoperable esa sección desde agosto de 2017 y, como resultado, Sempra Infrastructure declaró un evento de fuerza mayor. En 2017, un tribunal de alzada dictaminó que el alcance de la suspensión de 2016 abarcaba el territorio más amplio del Yaqui, lo que ha impedido que Sempra Infrastructure haga reparaciones para volver a poner en servicio el gasoducto. En julio de 2019, un Juzgado de Distrito Federal falló a favor de Sempra Infrastructure y sostuvo que la tribu Yaqui fue consultada adecuadamente y que el consentimiento de la tribu Yaqui fue recibido adecuadamente. Representantes de la comunidad BÁCUM apelaron esta decisión, provocando que la orden de suspensión que impedía a Sempra Infrastructure reparar los daños al segmento Guaymas-El Oro permaneciera vigente hasta que se agotara el procedimiento de apelación. Ante una solicitud de la CFE para desestimar el recurso de apelación con base en el plan de desviar la parte del gasoducto que se encuentra en territorio Yaqui, en diciembre de 2022, el tribunal de apelación revocó la sentencia del juzgado de distrito federal y ordenó al juzgado de distrito emitir una nueva sentencia que tuviera en cuenta el desvío previsto del gasoducto. En febrero de 2023, el juzgado de distrito emitió una nueva sentencia y resolvió desechar el caso, la cual no fue apelada y, en marzo de 2023, el juzgado de distrito declaró que el caso concluyó definitivamente.

## ***Otros Litigios***

### ***RBS Sempra Commodities***

Sempra tiene una inversión basada en el método de participación en RBS Sempra Commodities, una sociedad de responsabilidad limitada en proceso de liquidación. En 2015, los liquidadores presentaron una demanda ante el Tribunal Superior de Justicia contra RBS (ahora NatWest Markets plc, nuestro socio en el JV) y Mercuria Energy Europe Trading Limited (los Demandados) a nombre de 10 empresas (las Sociedades en Liquidación) que se dedicaban a la negociación de créditos de carbono a través de cadenas que incluían a una empresa que comerciaba directamente con RBS SEE, una subsidiaria de RBS Sempra Commodities. La demanda establece que la participación de los Demandados en la compra y venta de créditos de carbono dio lugar a que las transacciones de negociación de créditos de carbono de las Empresas en Liquidación crearan un pasivo por impuesto al valor agregado que no podían pagar, y que los Demandados están obligados a proporcionar una compensación equitativa debido a asistencia deshonestas y compensación en virtud de la Ley de Insolvencia del Reino Unido de 1986. El juicio sobre el asunto se celebró en 2018. En marzo de 2020, el Tribunal Superior de Justicia dictó sentencia principalmente a favor de las Sociedades en Liquidación e impuso daños por un valor de aproximadamente £45 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$55 millones de dólares de los EE.UU. al 30 de septiembre de 2023), más costos e intereses. En octubre de 2020, el Tribunal Superior de Justicia estimó los costos e intereses en aproximadamente £21 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$26 millones de dólares de los EE.UU. al 30 de septiembre de 2023) a esa fecha, con intereses que continúan devengándose. Los Demandados apelaron y en mayo de 2021, el Tribunal de Apelaciones anuló la decisión del Tribunal Superior de Justicia y ordenó un nuevo juicio. En julio de 2022, la Suprema Corte del Reino Unido negó la solicitud de las Sociedades en Liquidación para apelar la decisión del Tribunal de Apelación. No se ha establecido la fecha del nuevo juicio. J.P. Morgan Chase & Co., quien adquirió RBS SEE y luego lo vendió a Mercuria Energy Group, Ltd, nos notificó previamente que Mercuria Energy Group Ltd. ha buscado indemnización por la reclamación, y J.P. Morgan Chase & Co. ha buscado indemnización de Sempra y RBS.

### ***Reclamaciones de Asbestos contra las Subsidiarias de EFH***

Ciertas subsidiarias de EFH que adquirimos como parte de la fusión de EFH con una subsidiaria indirecta de Sempra fueron demandadas en demandas por lesiones personales presentadas en tribunales estatales en todo Estados Unidos. Estos casos alegaron enfermedad o muerte como resultado de la exposición al asbesto en centrales eléctricas diseñadas y/o construidas por empresas cuyos activos fueron comprados por entidades predecesoras a las subsidiarias de EFH, y generalmente interponen demandas por defectos de producto, negligencia, responsabilidad objetiva y muerte por negligencia. Buscaban indemnización compensatoria y punitiva. Al 31 de octubre de 2023, hay dos demandas pendientes. Además, se presentaron aproximadamente 28,000 evidencias de reclamación, pero no fueron desestimadas, en anticipación al término de diciembre de 2015 para presentar evidencias de reclamación en el procedimiento de quiebra de EFH, a nombre de personas que alegan la exposición al asbesto en circunstancias similares, y alegan el derecho a presentar dichas demandas en el futuro. Los costos para defender o resolver estas reclamaciones y la cantidad de daños que pueden ser incurridos podrían tener un efecto adverso y sustancial en los resultados de operación, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

### *Litigios Ordinarios de Rutina*

También somos demandados en litigios ordinarios de rutina accesorios a nuestros negocios, incluyendo lesiones personales, litigios laborales, responsabilidad por productos, daños a la propiedad y otras reclamaciones. Los jurados han demostrado una creciente disposición a otorgar grandes recompensas, incluyendo daños punitivos, en este tipo de casos.

## **ARRENDAMIENTOS**

Describimos los arrendamientos más adelante en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

### ***Contabilidad como Arrendatario***

Tenemos arrendamientos operativos y financieros para bienes muebles e inmuebles (incluyendo espacios de oficina, terrenos, flotilla de vehículos, maquinaria y equipos, almacenes y otras instalaciones operativas) y PPAs de energía renovable, almacenamiento de energía e instalaciones de plantas de alta demanda.

SDG&E celebró un contrato de almacenamiento de energía que inició en el segundo trimestre de 2023 y termina en 2033. SDG&E registró un activo por derecho de uso de arrendamiento operativo y un pasivo de arrendamiento operativo por \$101 millones de dólares. Los pagos no descontados son \$9 millones de dólares en 2023, \$13 millones de dólares en cada año de 2024 a 2027 y \$66 millones de dólares de ahí en adelante.

### ***Arrendamientos que Aún no Han Comenzado***

SDG&E ha celebrado siete contratos de energía comprada, de los cuales SDG&E espera que uno comenzará en el cuarto trimestre de 2023, dos comenzarán en 2024, tres comenzarán en 2025 y uno comenzará en 2026. SDG&E espera que los pagos mínimos futuros del arrendamiento sean de \$32 millones de dólares en 2024, \$61 millones de dólares en 2025, \$82 millones de dólares en 2026, \$83 millones de dólares en 2027 y \$919 millones de dólares en adelante hasta su vencimiento en 2041.

### ***Contabilidad como Arrendador***

Sempre Infrastructure es un arrendador para algunos de sus ductos de gas natural y etano, estaciones de compresores, terminales de almacenamiento de petróleo gas líquido, una terminal ferroviaria y terminales de productos refinados, lo cuales contabilizamos como arrendamientos de operación o financieros.

Abajo proporcionamos información para arrendamientos en los cuales somos el arrendador.

## **INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS – SEMPRE**

*(En millones de dólares)*

	Tres meses terminados el 30 de septiembre		Nueve meses terminados el 30 de septiembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Arrendamientos financieros:</b>				
Ingresos por intereses	\$ 2	\$ 2	\$ 5	\$ 6
Ingresos totales por arrendamientos financieros <sup>(1)</sup>	\$ 2	\$ 2	\$ 5	\$ 6
<b>Arrendamientos de operación:</b>				
Pagos fijos de arrendamiento	\$ 78	\$ 71	\$ 234	\$ 211
Pagos variables de arrendamiento	10	3	26	7
Ingresos totales por la operación de arrendamientos <sup>(1)</sup>	\$ 88	\$ 74	\$ 260	\$ 218
Gastos de depreciación	\$ 15	\$ 14	\$ 45	\$ 41

<sup>(1)</sup> Incluidos en Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía en los Estados Consolidados Condensados de Resultados.

## **COMPROMISOS CONTRACTUALES**

Más adelante describimos los cambios significativos a los compromisos contractuales en los primeros nueve meses de 2023 en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

### ***Contratos de Gas Natural***

Los contratos de gas natural y los compromisos de almacenamiento y transporte de gas natural de Sempra Infrastructure han aumentado aproximadamente en \$877 millones de dólares desde el 31 de diciembre de 2022 principalmente por la celebración de nuevos contratos de almacenamiento y transporte en los primeros nueve meses de 2023. Esperamos que los pagos futuros disminuyan en \$29 millones de dólares en 2023, y aumenten en \$38 millones de dólares en 2024, \$35 millones de dólares en 2025, \$33 millones de dólares en 2026, \$30 millones de dólares en 2027 y \$770 millones de dólares de ahí hasta su vencimiento en 2059 en comparación con el 31 de diciembre de 2022.

### ***Contrato de Compra de LNG***

Sempra Infrastructure cuenta con un contrato de compraventa para el suministro de LNG a la Terminal ECA Regasificación. El monto comprometido se calcula utilizando una fórmula predeterminada basada en los precios forward estimados del índice aplicable de 2023 a 2029. A pesar de que este contrato especifica un número de cargamentos a ser entregados, conforme a sus términos, el proveedor puede desviar ciertos cargamentos, lo cual reduciría el monto pagado conforme al contrato con Sempra Infrastructure. Al 30 de septiembre de 2023, esperamos que el monto disminuya en \$980 millones de dólares en 2023, \$62 millones de dólares en 2024, \$45 millones de dólares en 2025, \$47 millones de dólares en 2026, \$58 millones de dólares en 2027 y \$136 millones de dólares a partir de dicho momento (hasta el vencimiento del contrato en 2029) en comparación al 31 de diciembre de 2022, reflejando cambios en los precios forward estimados desde el 31 de diciembre de 2022 y las operaciones concretas por los primeros nueve meses de 2023. Estos montos comprometidos de LNG se basan asumiendo que todos los cargamentos de LNG sean entregados conforme al contrato, a excepción de aquellos que ya fueron confirmados para ser desviados al 30 de septiembre de 2023. Las compras reales de LNG en el año actual y anterior ha sido significativamente menor que el monto máximo entregado conforme al contrato debido a la decisión del proveedor de desviar los cargamentos conforme lo permite el contrato.

### ***Contratos de Energía Comprada***

Los compromisos de contratos de energía comprada de SDG&E han aumentado en aproximadamente \$482 millones de dólares desde el 31 de diciembre de 2022, principalmente por la firma de contratos de almacenamiento de energía, energía renovable híbrida y almacenamiento de energía, y de adecuación de recursos para los primeros nueve meses de 2023. Al 30 de septiembre de 2023, esperamos que el importe de los compromisos aumente en \$14 millones de dólares en 2023, \$3 millones de dólares en 2024, \$13 millones de dólares en 2025, \$32 millones de dólares en 2026, \$33 millones de dólares en 2027 y \$387 millones de dólares en adelante hasta su vencimiento en 2042, en comparación con el 31 de diciembre de 2022.

## **ASUNTOS AMBIENTALES**

Revelamos cualquier procedimiento bajo leyes ambientales en las cuales una autoridad gubernamental es parte cuando las posibles sanciones económicas, excluyendo intereses y costos, exceden al menor de \$1 millón de dólares o 1% de activos actuales, que fue de \$53 millones de dólares para Sempra, \$19 millones de dólares para SDG&E y \$14 millones de dólares para SoCalGas al 30 de septiembre de 2023.

---

## NOTA 11. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

Tenemos cuatro segmentos reportables administrados por separado, de la siguiente forma:

- SDG&E presta servicios de electricidad a San Diego y a los condados del sur de Orange y servicios de gas natural al Condado de San Diego.
- SoCalGas es una empresa de servicios públicos de distribución de gas natural, que presta servicios a clientes a lo largo de casi todo el Sur de California y parte del centro de California.
- Sempra Texas Utilities mantiene nuestra inversión en Oncor Holdings, tiene una participación de 80.25% en Oncor, una empresa de servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad regulada que da servicio a clientes en las regiones del norte-centro, este, oeste y panhandle de Texas; e indirectamente, nuestra participación de 50% en Sharyland Holdings L.P., que es propietaria de Sharyland Utilities, L.L.C, una empresa de servicios públicos de transmisión de electricidad regulada que da servicio a clientes cerca de la frontera de Texas-México.
- Sempra Infrastructure incluye las empresas operativas de nuestra subsidiaria, SI Partners, así como una sociedad controladora y ciertas empresas de servicios. Sempra Infrastructure desarrolla, construye, opera e invierte en infraestructura energética para ayudar a permitir la transición energética en los mercados norteamericanos y a nivel mundial.

Evaluamos el desempeño de cada segmento con base en su contribución a las utilidades y flujos de efectivo reportados de Sempra. SDG&E y SoCalGas operan en territorios esencialmente separados en los que dan servicio, bajo un marco reglamentario y estructura de tarifas separadas establecidas por la CPUC y, en el caso de SDG&E la FERC.

El costo de los servicios comunes compartidos por los segmentos de negocio es asignado directamente o con base en distintos factores de costo, dependiendo en la naturaleza del servicio prestado. Los ingresos y gasto por intereses son registrados en créditos intercompañía. Los saldos de créditos e intereses relacionados son eliminados en la consolidación.

Las siguientes tablas muestran información seleccionada por segmento de nuestros Estados Consolidados Condensados de Resultados, Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo y Balances Generales Consolidados Condensados. Los montos catalogados en las siguientes tablas como “Todos los demás” consisten principalmente en actividades de sociedades controladoras.

## INFORMACIÓN POR SEGMENTO

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>INGRESOS</b>				
SDG&E	\$ 1,442	\$ 1,569	\$ 4,357	\$ 4,413
SoCalGas	1,313	1,385	6,574	4,879
Sempra Infrastructure	629	697	2,485	1,810
Todos los demás	—	1	—	1
Ajustes y eliminaciones	—	—	(1)	—
Ingresos entre segmentos <sup>(1)</sup>	(50)	(35)	(186)	(119)
Total	\$ 3,334	\$ 3,617	\$ 13,229	\$ 10,984
<b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b>				
SDG&E	\$ 280	\$ 247	\$ 810	\$ 730
SoCalGas	211	190	625	565
Sempra Infrastructure	71	67	210	199
Todos los demás	1	2	6	6
Total	\$ 563	\$ 506	\$ 1,651	\$ 1,500
<b>UTILIDAD POR INTERESES</b>				
SDG&E	\$ 7	\$ 2	\$ 12	\$ 3
SoCalGas	2	3	7	4
Sempra Infrastructure	4	7	25	37
Todos los demás	7	6	17	14
Eliminaciones intercompañía	(1)	—	(1)	—
Total	\$ 19	\$ 18	\$ 60	\$ 58
<b>GASTO POR INTERESES</b>				
SDG&E	\$ 126	\$ 113	\$ 367	\$ 333
SoCalGas	70	50	210	135
Sempra Infrastructure	7	39	127	98
Todos los demás	109	81	292	232
Eliminaciones intercompañía	—	(1)	(1)	(2)
Total	\$ 312	\$ 282	\$ 995	\$ 796
<b>(BENEFICIO) GASTO POR IMPUESTOS</b>				
SDG&E	\$ (15)	\$ 35	\$ (4)	\$ 141
SoCalGas	(5)	(28)	68	75
Sempra Texas Utilities	—	1	—	1
Sempra Infrastructure	24	58	555	219
Todos los demás	(56)	(45)	(120)	(1)
Total	\$ (52)	\$ 21	\$ 499	\$ 435
<b>GANANCIAS DE CAPITAL</b>				
Ganancias de capital, antes de impuestos:				
Sempra Texas Utilities	\$ 2	\$ 1	\$ 5	\$ 6
Sempra Infrastructure	131	133	413	430
	133	134	418	436
Ganancias de capital, neto de impuestos:				
Sempra Texas Utilities	305	257	548	603
Sempra Infrastructure	41	26	120	79
	346	283	668	682
Total	\$ 479	\$ 417	\$ 1,086	\$ 1,118

<sup>(1)</sup> Ingresos por segmentos reportables incluyendo ingresos entre segmentos por \$5, \$29 y \$16 por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y \$14, \$91, y \$81 por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023; \$4, \$24 y \$7 por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2022 y \$11, \$73 y \$35 por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022 para SDG&E, SoCalGas, y Sempra Infrastructure, respectivamente.

## INFORMACIÓN POR SEGMENTO (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>UTILIDADES (PÉRDIDAS) ATRIBUIBLES A ACCIONES COMUNES</b>				
SDG&E	\$ 274	\$ 271	\$ 716	\$ 681
SoCalGas	16	(82)	531	339
Sempra Texas Utilities	305	256	548	604
Sempra Infraestructure	223	114	746	392
Todos los demás	(97)	(74)	(248)	(360)
Total	\$ 721	\$ 485	\$ 2,293	\$ 1,656
<b>GASTOS POR PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO</b>				
SDG&E			\$ 1,893	\$ 1,651
SoCalGas			1,451	1,394
Sempra Infraestructure			2,725	489
Todos los demás			5	6
Total			\$ 6,074	\$ 3,540
<b>ACTIVOS</b>				
SDG&E			\$ 28,502	\$ 26,422
SoCalGas			23,069	22,346
Sempra Texas Utilities			14,269	13,781
Sempra Infraestructure			19,722	15,760
Todos los demás			1,205	1,376
Cuentas por cobrar entre segmentos			(1,032)	(1,111)
Total			\$ 85,735	\$ 78,574
<b>INVERSIONES BAJO EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN</b>				
Sempra Texas Utilities			\$ 14,260	\$ 13,772
Sempra Infraestructure			2,096	1,905
Total			\$ 16,356	\$ 15,677

## PUNTO 2. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIÓN

Estos comentarios y análisis combinados de Sempra, SDG&E y SoCalGas deberán leerse en conjunto con los Estados Financieros Consolidados Condensados y las Notas a los mismos en el presente reporte, y los Estados Financieros Consolidados y las Notas a los mismos, “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y “Parte II – Punto 7. MD&A” en el Reporte Anual.

### RESUMEN GENERAL

Sempra es una sociedad tenedora de acciones con sede en California con inversiones en infraestructura energética en Norteamérica. Nuestros negocios invierten en desarrollar y operar infraestructura energética, y dan servicios de electricidad y de gas a clientes.

El 2 de agosto de 2023, el consejo de administración de Sempra declaró un split de acciones comunes de Sempra a razón de dos a una en la forma de un dividendo al 100% en acciones para accionistas registrados al cierre del 14 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra empezaron a cotizar con base en los efectos después del split a partir del 22 de agosto de 2023. Todas las acciones e información por acción relacionada con las acciones comunes emitidas y en circulación se ajustaron retroactivamente para reflejar el split de acciones y se muestran con base en los efectos después del split.

Actualmente estamos considerando una re-segmentación conforme a la cual nuestros segmentos de SDG&E y SoCalGas serían combinados en un solo segmento, Sempra California, resultando en tres segmentos reportables. Pretendemos completar nuestro análisis en el cuarto trimestre de 2023 y, asumiendo que llegue a una determinación positiva, implementaremos la re-segmentación en nuestro reporte anual en la Forma 10-K para el periodo terminado el 31 de diciembre de 2023.

### RESULTADOS DE OPERACIÓN

Describimos los siguientes Resultados de Operación:

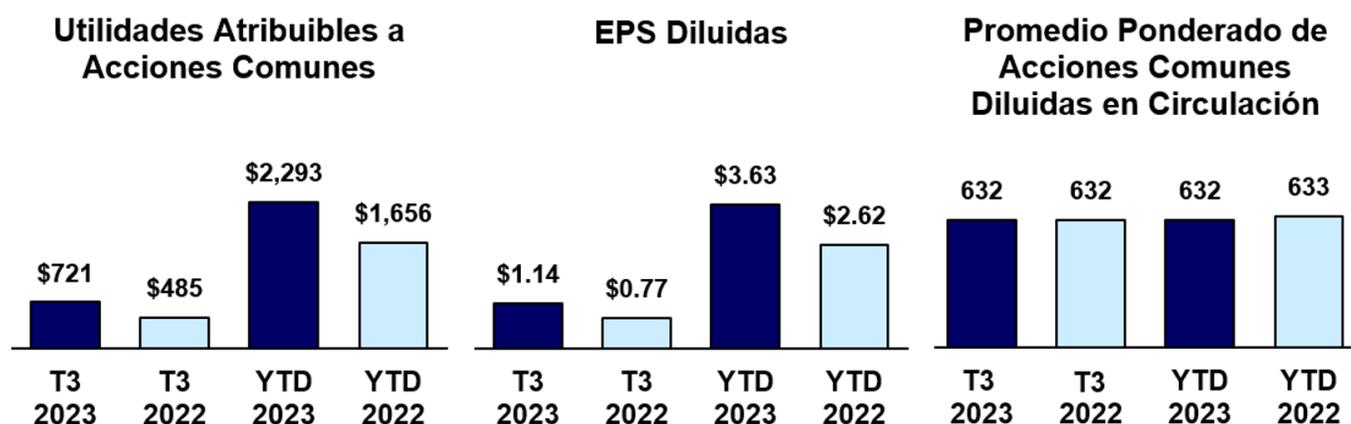
- Los resultados de operación en general de Sempra;
- Resultados por segmento;
- Cambios significativos en ingresos, costos y utilidades; e
- Impacto de tipo de cambio y tasas inflacionarias en nuestros resultados de operación.

### RESULTADOS DE OPERACIÓN EN GENERAL DE SEMPRA

Los resultados de las operaciones en general de Sempra para los tres meses (T3) y nueve meses (YTD) terminados el 30 de septiembre de 2023 y 2022 fueron los siguientes:

#### RESULTADOS DE OPERACIÓN EN GENERAL DE SEMPRA

(Dólares y acciones en millones, excepto montos por acción)



Nuestras utilidades y EPS diluidas se vieron afectadas por las variaciones descritas más adelante en “Resultados por Segmento”.

## RESULTADOS POR SEGMENTO

Esta sección presenta las utilidades (pérdidas) por segmento de Sempra, así como Sociedad Controladora y otros, así como la descripción relativa a los cambios en las utilidades (pérdidas) por segmento. A lo largo del MD&A, nuestra referencia a utilidades representa utilidades atribuibles a acciones comunes. Los montos variados presentados son el impacto de utilidades después de impuestos (con base en las tasas de impuestos aplicables), salvo que se establezca lo contrario, y antes de efectos de tipo de cambio e inflación y NCI, según sea aplicable.

### UTILIDADES (PÉRDIDAS) POR SEGMENTO DE SEMPRA

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
SDG&E	\$ 274	\$ 271	\$ 716	\$ 681
SoCalGas	16	(82)	531	339
Sempra Texas Utilities	305	256	548	604
Sempra Infrastructure	223	114	746	392
Sociedad Controladora y otros <sup>(1)</sup>	(97)	(74)	(248)	(360)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 721	\$ 485	\$ 2,293	\$ 1,656

<sup>(1)</sup> Incluye eliminaciones intercompañía registradas en consolidación y ciertos costos corporativos.

### SDG&E

El aumento en utilidades de \$3 millones de dólares (1%) en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo de 2022 fue principalmente por:

- \$11 millones de dólares en un mayor margen de transmisión eléctrica;
- \$8 millones de dólares en un mayor margen operativo base de CPUC, neto de gastos de operación y \$6 millones de dólares de menores costos de capital autorizados; y
- \$4 millones de dólares en mayor utilidad por intereses reglamentario neto; **compensado por**
- \$13 millones de dólares en menor beneficio por impuestos por la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior; y
- \$6 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto.

El aumento en utilidades de \$35 millones de dólares (5%) en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo de 2022 fue principalmente por:

- \$35 millones de dólares en un mayor margen operativo base de CPUC, neto de gastos de operación y \$18 millones de dólares de menores costos de capital autorizados;
- \$16 millones de dólares en mayor utilidad por intereses reglamentario neto;
- \$12 millones de dólares en un mayor margen de transmisión eléctrica; y
- \$12 millones de dólares en menores gastos de impuestos principalmente de elementos transferibles y menores ingresos reglamentarios asociados en 2022; **compensado por**
- \$20 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto; y
- \$13 millones de dólares en menor beneficio por impuestos por la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior.

### SoCalGas

Las utilidades de \$16 millones de dólares en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con las pérdidas de \$82 millones de dólares en el mismo periodo en 2022 fueron principalmente por:

- \$101 millones de dólares en cargos en 2022 relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga;
- \$11 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos principalmente de elementos transferibles; y
- \$4 millones de dólares en mayor utilidad por intereses reglamentario neto; **compensado por**
- \$15 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto.

El aumento de utilidades de \$192 millones de dólares en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por:

- \$199 millones de dólares en cargos en 2022 relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga;
- \$28 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos principalmente de elementos transferibles, que incluye \$25 millones de dólares relacionados con beneficios por impuestos en 2023 por beneficios por impuestos no reconocidos previamente correspondientes a gastos de reparaciones de gas;
- \$15 millones de dólares en mayor utilidad por intereses reglamentario neto;
- \$13 millones de dólares en mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC; y
- \$10 millones de dólares en multas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y OCS de apoyo; **compensado por**
- \$52 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto; y
- \$13 millones de dólares en menor margen operativo base de CPUC, neto de gastos operativos y \$15 millones de dólares de menores costos de capital autorizados.

### ***Sempra Texas Utilities***

El aumento en utilidades de \$49 millones de dólares (19%) en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por mayores ganancias de capital de Oncor Holdings derivadas de:

- mayores ingresos atribuibles a:
  - mayor consumo de clientes debido principalmente al clima,
  - actualización de factores de facturación de transmisión,
  - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023,
  - actualización de tarifas provisionales para reflejar los aumentos en capital invertido, y
  - aumento de clientes; **compensado por**
- mayor gasto por intereses y gasto de depreciación atribuible a capital invertido; y
- mayor O&M.

La disminución de utilidades de \$56 millones de dólares (9%) en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por menores ganancias de capital de Oncor Holdings derivadas de:

- mayor gasto por intereses y gasto de depreciación atribuible a capital invertido;
- cancelación por la denegación de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor; y
- mayor O&M; **compensado por**
- mayores ingresos atribuibles a:
  - actualización de factores de facturación de transmisión,
  - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023,
  - aumento de clientes, y
  - actualización de tarifas provisionales para reflejar los aumentos en capital invertido.

### ***Sempra Infrastructure***

El aumento de utilidades de \$109 millones de dólares en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por:

- \$50 millones de dólares de activos y optimización de suministro derivados de ganancias no realizadas en 2023 comparado con pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas debido a cambios en los precios de gas natural, compensado por menores tarifas de desviación de LNG;
- \$50 millones de dólares de impacto favorable de tipo de cambio y efectos de inflación en nuestras posiciones monetarias en México, consistente en \$52 millones de dólares de impacto favorable en 2023 en comparación con un impacto favorable de \$2 millones de dólares en 2022;
- \$21 millones de dólares de menor gasto por intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción, compensado por mayores tasas de interés y préstamos en líneas de crédito comprometidas;
- \$15 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2023 en comparación con \$6 millones de dólares de gasto por impuestos en 2022 principalmente por diferencias de base externas en inversiones JV; y
- \$9 millones de dólares de negocios de transporte derivados de mayores ganancias de capital de nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023 para ciertos gasoductos en México; **compensado por**

- \$122 millones de dólares de utilidades atribuibles a NCI en 2023 comparado con \$65 millones de dólares en utilidades atribuibles a NCI en 2022 debido principalmente al aumento de los ingresos netos de SI Partners.

El aumento de utilidades de \$354 millones de dólares en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por:

- \$657 millones de dólares de activos y optimización de suministro derivados de ganancias no realizadas en 2023 comparado con pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas debido a cambios en los precios de gas natural;
- \$94 millones de dólares de negocios de transporte derivados de mayores ganancias de capital e ingresos, incluyendo el impacto acumulado de nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023 para ciertos gasoductos en México y el vencimiento anticipado por un cliente de contratos de transporte; y
- \$27 millones de dólares de mayor beneficio por impuestos principalmente por la remediación de ciertos impuestos diferidos y diferencias de base externas en inversiones JV; **compensado por**
- \$435 millones de dólares de utilidades atribuibles a NCI en 2023 comparado con \$187 millones de dólares de utilidades atribuibles a NCI en 2022 principalmente por un aumento en los ingresos netos de SI Partners y de la venta de un 10% de NCI en SI Partners a ADIA en junio de 2022;
- \$133 millones de dólares de impacto desfavorable derivados de efectos del tipo de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México, consistentes en un impacto desfavorable de \$244 millones de dólares en 2023 comparado con un impacto desfavorable de \$111 millones de dólares en 2022;
- \$30 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto debido a \$27 millones de dólares de pérdidas no realizadas en 2023 en un swap de tasa de interés contingente relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1 y mayores tasas de intereses y préstamos en líneas de crédito comprometidas, compensado por una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción; y
- \$18 millones de dólares del negocio de LNG derivados de mayores costos de desarrollo y ciertos gastos no capitalizados de proyectos en construcción.

### ***Sociedad Controladora y Otros***

El aumento de pérdidas de \$23 millones de dólares (31%) en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por:

- \$8 millones de dólares de gasto por impuestos en 2023 en comparación con \$23 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2022 por la aplicación en el periodo intermedio de una ETR consolidada anual proyectada; y
- \$22 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto; **compensado por**
- \$23 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2023 de la remediación de ciertos impuestos diferidos; y
- \$15 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2023 de la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior.

La disminución de pérdidas de \$112 millones de dólares (31%) en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 en comparación con el mismo periodo en 2022 fue principalmente por:

- \$120 millones de dólares de gasto por impuestos diferidos en 2022 asociado con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras;
- \$44 millones de dólares de menores pérdidas netas de inversión en activos dedicados a apoyar los planes de beneficios para empleados no calificados y planes de compensación diferidas;
- \$23 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2023 de la remediación de ciertos impuestos diferidos; y
- \$15 millones de dólares de beneficio por impuestos en 2023 de la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior; **compensado por**;
- \$43 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto;
- \$30 millones de dólares de beneficios por impuestos en 2022 de cambios a una reserva de valuación contra cierto crédito fiscal acumulado; y
- \$24 millones de dólares en menor beneficio por impuestos por la aplicación en el periodo intermedio de una ETR consolidada anual proyectada.

## **CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS, COSTOS Y UTILIDADES**

Esta sección contiene una descripción sobre las diferencias entre los periodos de las líneas específicas de los Estados Consolidados Condensados de Resultados para Sempra, SDG&E y SoCalGas.

### ***Ingresos y Costo de Ventas de Empresas de Servicios Públicos***

Nuestros ingresos derivados de empresas de servicios públicos incluyen ingresos por gas natural en SoCalGas y SDG&E y Ecogas de Sempra Infrastructure e ingresos de electricidad en SDG&E. Los ingresos intercompañía incluidos en los ingresos separados de cada empresa de servicios públicos son eliminados de los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

SoCalGas y SDG&E actualmente operan bajo un marco reglamentario que permite que:

- El costo del gas natural adquirido para clientes principales (principalmente clientes residenciales, pequeños comerciantes e industriales) sea pasado a los clientes en tarifas sustancialmente similares a las incurridas y sin marcas. El GCIM proporciona para SoCalGas para compartir en los ahorros y/o costos de adquirir gas natural para sus clientes principales a precios menores o mayores a estándares de mercado. Este mecanismo permite la plena recuperación de los costos incurridos cuando los costos promedio de adquisición se encuentran dentro de un margen de precios cercano al costo indicativo. Cualesquier costos mayores incurridos y ahorros realizados fuera de dichos rangos son compartidos entre clientes principales y SoCalGas.
- SDG&E recupere el costo efectivamente incurrido para generar o procurar electricidad con base en estimaciones anuales del costo de electricidad suministrado a sus clientes. La diferencia de costos entre los estimados y los efectivamente incurridos son recuperados o devueltos a través de las tarifas de periodos subsecuentes.
- SoCalGas y SDG&E recuperen ciertos gastos para programas y otros costos autorizados por la CPUC, referidos en el presente como “programas recuperables”.

Dado que los cambios en los costos de gas natural y/o electricidad de SoCalGas y SDG&E son recuperados en las tarifas, los cambios en dichos costos son compensados en los cambios en los ingresos, y por lo tanto no impactan las utilidades, además de los posibles impactos relacionados con el GCIM de SoCalGas que describimos anteriormente. Adicionalmente los cambios en los costos o precios de mercado, los ingresos de gas natural o electricidad registrados durante un periodo son impactados por la diferencia entre la facturación a clientes y los costos registrados o montos autorizados por la CPUC. Se requiere que estas diferencias se balancean a lo largo del tiempo, resultado en una sobre o sub recolección de cuenta reglamentarias. Describimos el balanceo de cuentas y sus efectos con más detalle en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Los ingresos de SoCalGas y SDG&E son disociados de, o no se encuentran sujetos a, volúmenes de venta reales. SoCalGas reconoce ingresos autorizados anuales de clientes de gas natural utilizando factores estacionales establecidos en procedimientos aplicables, resultando en el reconocimiento de una parte significativa de las utilidades de SoCalGas en el primer y cuarto trimestre de cada año. El reconocimiento de ingresos de SDG&E también es impactado por factores estacionales, resultando en mayores utilidades en el tercer trimestre cuando las cargas eléctricas son típicamente mayores que en los otros tres trimestres del año. Describimos este mecanismo de disociación y sus efectos con más detalle en la Nota 3 de las Notas de los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

La siguiente tabla resume los ingresos por empresas de servicios públicos y el costo de ventas.

## INGRESOS Y COSTO DE VENTAS DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>Ingresos por gas natural:</b>				
SoCalGas	\$ 1,313	\$ 1,385	\$ 6,574	\$ 4,879
SDG&E	188	209	1,014	741
Sempra Infrastructure	18	19	67	67
Eliminaciones y ajustes	(31)	(26)	(95)	(76)
Total	1,488	1,587	7,560	5,611
<b>Ingresos por electricidad:</b>				
SDG&E	1,254	1,360	3,343	3,672
Eliminaciones y ajustes	(4)	(3)	(12)	(9)
Total	1,250	1,357	3,331	3,663
Total de ingresos de empresas de servicios públicos	\$ 2,738	\$ 2,944	\$ 10,891	\$ 9,274
<b>Costo del gas natural<sup>(1)</sup>:</b>				
SoCalGas	\$ 224	\$ 441	\$ 2,855	\$ 1,577
SDG&E	45	65	462	260
Sempra Infrastructure	4	7	5	21
Eliminaciones y ajustes	(13)	(8)	(68)	(23)
Total	260	505	3,254	1,835
<b>Costo del combustible eléctrico y energía adquirida<sup>(1)</sup>:</b>				
SDG&E	200	316	442	806
Eliminaciones y ajustes	(17)	(9)	(57)	(43)
Total	183	307	385	763
Total de costo de ventas de empresas de servicios públicos	\$ 443	\$ 812	\$ 3,639	\$ 2,598

<sup>(1)</sup> Excluye depreciación y amortización, que se presentan separadamente en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra, SDG&E y SoCalGas.

### Ingresos de Gas Natural y Costo del Gas Natural

La siguiente tabla resume el costo promedio del gas natural vendido por Sempra California e incluido en costo del gas natural. El costo promedio de gas natural vendido en cada compañía de servicios públicos es impactado por precios de mercado, así como por transporte, tarifas y otros cargos.

## COSTOS PROMEDIO DE GAS NATURAL DE SEMPRA CALIFORNIA

(Dólares por mil pies cúbicos)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
SoCalGas	\$ 4.84	\$ 9.46	\$ 12.10	\$ 7.64
SDG&E	6.33	10.20	12.10	7.74

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, nuestros ingresos por gas natural disminuyeron en \$99 millones de dólares (6%) a \$1.5 mil millones de dólares, en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$72 millones de dólares de disminución en SoCalGas, la cual incluye:
  - \$217 millones de dólares de disminución en el costo del gas natural vendido, que describimos a continuación, y
  - \$36 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, el cual se compensa completamente con otro ingreso (gasto), neto, *compensado por*
  - \$143 millones de dólares en mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M, y
  - \$32 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC; y
- \$21 millones de dólares de disminución en SDG&E, el cual incluye:

- \$20 millones de dólares de disminución en el costo de gas natural vendido, que describimos a continuación, y
- \$7 millones de dólares en menores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M, *compensado por*
- \$4 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital balanceados.

En los tres meses que terminaron el 30 de septiembre de 2023, nuestro costo de gas natural disminuyó en \$245 millones de dólares (49%) a \$260 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$217 millones de dólares de disminución en SoCalGas debido principalmente a un menor precio promedio de gas natural; y
- \$20 millones de dólares de disminución en SDG&E, incluyendo \$27 millones de dólares por menor precio promedio de gas natural, compensado por \$7 millones de dólares de mayores volúmenes impulsados por el clima.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, nuestros ingresos por gas natural aumentaron en \$1.9 mil millones de dólares (35%) a \$7.6 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$1.7 mil millones de dólares en aumento en SoCalGas, el cual incluye:
  - \$1.3 mil millones de dólares en aumento en el costo del gas natural vendido que describimos a continuación,
  - \$284 millones de dólares en mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M,
  - \$75 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC,
  - \$28 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, el cual se compensa completamente con otro ingreso (gasto) neto,
  - \$24 millones de dólares en mayores ingresos por comisiones de franquicia, y
  - \$18 millones de dólares en mayores premios reglamentarios autorizados por la CPUC; *compensado por*
  - \$26 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente, correspondientes a gastos de reparación de gas, los cuales se compensan en beneficios (gastos) por impuestos a la utilidad; y
- \$273 millones de dólares en aumento en SDG&E, el cual incluye:
  - \$202 millones de dólares de aumento en el costo del gas natural vendido, que describimos a continuación,
  - \$28 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital balanceados, y
  - \$23 millones de dólares de mayores ingresos asociados con los programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, nuestros costos de gas natural aumentaron en \$1.4 mil millones de dólares a \$3.3 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$1.3 mil millones de dólares en aumento en SoCalGas, incluyendo \$1.1 mil millones de dólares de un mayor precio promedio de gas natural y \$226 millones de mayores volúmenes impulsados por el clima; y
- \$202 millones de dólares en aumento en SDG&E, incluyendo \$167 millones de dólares por un mayor precio promedio de gas natural y \$35 millones de dólares de mayores volúmenes impulsados por el clima.

### ***Ingresos por Electricidad y Costos de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida***

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, nuestros ingresos por electricidad disminuyeron en \$107 millones de dólares (8%) a \$1.3 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a una disminución de \$106 millones de dólares en SDG&E, que incluyó:

- \$116 millones de dólares en menores costos de combustible eléctrico y energía adquirida, que se describe a continuación; y
- \$63 millones de dólares en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que es compensado por beneficios (gastos) de impuestos a la utilidad; **compensado por**
- \$29 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital balanceados;
- \$25 millones de dólares en mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M;
- \$22 millones de dólares en mayores ingresos por operaciones de transmisión; y
- \$9 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC.

Nuestro costo del combustible eléctrico y energía adquirida incluye generación propia, energía adquirida de terceros, y adquisición neta de energía a/de la ISO de California. En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el costo del combustible eléctrico y energía adquirida disminuyó en \$124 millones de dólares (40%) a \$183 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a una disminución de \$116 millones de dólares en SDG&E, que incluye:

- \$180 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menor demanda de clientes de carga saliente ahora provista por CCAs, y menores precios de mercado; y
- \$77 millones de dólares en menores costos de generación de energía propia; **compensado por**
- \$169 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a precios de mercado más bajos.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, nuestros ingresos por electricidad disminuyeron en \$332 millones de dólares (9%) a \$3.3 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a una disminución de \$329 millones de dólares en SDG&E, que incluyó:

- \$364 millones de dólares en menores costos de combustible eléctrico y energía adquirida, que se describe a continuación; y
- \$165 millones de dólares en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que es compensado por beneficios (gastos) de impuestos a la utilidad; **compensado por**
- \$69 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital balanceados;
- \$36 millones de dólares en mayores ingresos asociados con los programas de reembolso, que son compensados totalmente en O&M;
- \$32 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC;
- \$29 millones de dólares en mayores ingresos por operaciones de transmisión; y
- \$10 millones de dólares en mayores ingresos asociados con impactos resultantes de cambios en leyes fiscales sujetas a seguimiento en la cuenta de costo por impuestos a la utilidad.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el costo del combustible eléctrico y energía adquirida disminuyó en \$378 millones de dólares a \$385 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a una disminución de \$364 millones de dólares en SDG&E, que incluye:

- \$138 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menor demanda de clientes de carga saliente ahora provista por CCAs, neto de precios de mercado más altos;
- \$98 millones de dólares en menor energía adquirida, neta de mayores ventas de exceso de capacidad, de terceros;
- \$55 millones de dólares en mayores ganancias realizadas en contratos de derivados de gas natural a precio fijo, los cuales se han celebrado para cubrir el costo de combustible eléctrico; y
- \$54 millones de dólares de menores costos de generación de energía propia.

### ***Negocios Relacionados con la Energía: Ingresos y Costo de Ventas***

La siguiente tabla presenta ingresos y costo de ventas de nuestros negocios relacionados con la energía.

<b>NEGOCIOS RELACIONADOS CON LA ENERGÍA: INGRESOS Y COSTO DE VENTAS</b>					
<i>(En millones de dólares)</i>					
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2023	2022	2023	2022	
<b>Ingresos:</b>					
Sempra Infrastructure	\$ 611	\$ 678	\$ 2,418	\$ 1,743	
Sociedad Controladora y otros <sup>(1)</sup>	(15)	(5)	(80)	(33)	
Ingresos totales	\$ 596	\$ 673	\$ 2,338	\$ 1,710	
<b>Costo de ventas<sup>(2)</sup>:</b>					
Sempra Infrastructure	\$ 163	\$ 340	\$ 437	\$ 764	
Total de costo de ventas	\$ 163	\$ 340	\$ 437	\$ 764	

<sup>(1)</sup> Incluye eliminaciones de actividad intercompañía.

<sup>(2)</sup> Excluyen depreciación y amortización, que se presentan de manera separada en los Estados Consolidados Condensado de Resultados de Sempra.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, los ingresos de nuestros negocios relacionados con la energía disminuyeron en \$77 millones de dólares (11%) a \$596 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$48 millones de dólares en menores ingresos de activos y optimización de suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
  - \$32 millones de dólares de menores tarifas de derivación de LNG, y

- \$11 millones de dólares principalmente por \$113 millones de dólares de menores precios y volúmenes de gas natural, compensados por \$2 millones de dólares de ganancias no realizadas en 2023 comparado con \$76 millones de dólares en pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas; y
- \$35 millones de dólares en menores ingresos de TdM debido principalmente a precios de energía menores.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, los costos de venta de nuestros negocios relacionados con la energía disminuyeron en \$177 millones de dólares a \$163 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$151 millones de dólares principalmente por menores adquisiciones de gas natural relacionadas con activos y optimización de suministro; y
- \$32 millones de dólares en TdM debido a precios de gas natural menores.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, los ingresos de nuestros negocios relacionados con la energía aumentaron en \$628 millones de dólares (37%) a \$2.3 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$652 millones de dólares en aumento de ingresos de activos y optimización de suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
  - \$720 millones de dólares principalmente por \$619 millones de dólares de ganancias no realizadas en 2023 comparado con \$183 millones de dólares en pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas compensadas por \$72 millones de dólares en menores precios de gas natural, neto de mayores volúmenes, *compensados por*
  - \$71 millones de dólares en menores ventas de LNG; y
- \$35 millones de dólares en mayores ingresos de transporte derivados de la terminación anticipada de los contratos firmes de transporte de un cliente; **compensados por**
- \$40 millones de dólares en menores ingresos de TdM debido principalmente a precios de energía menores y menores volúmenes por el mantenimiento de un gasoducto de un tercero en 2023 que suministra gas a la planta.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el costo de ventas para nuestros negocios relacionados con la energía disminuyó en \$327 millones de dólares (43%) a \$437 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$355 millones de dólares menos principalmente por compras de gas natural y LNG, neto de precios más altos, relacionadas con activos y optimización de suministro; **compensado por**
- \$20 millones de dólares mayores en TdM principalmente por mayores precios de gas natural compensado por menores volúmenes por el mantenimiento en 2023 de un gasoducto de un tercero que suministra gas a la planta.

### ***Operación y Mantenimiento***

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, O&M aumentó en \$177 millones de dólares (15%) a \$1.4 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$143 millones de dólares de aumento en SoCalGas debido a mayores gastos relacionados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos; y
- \$24 millones de dólares de aumento en SDG&E, debido a:
  - \$18 millones de dólares en mayores gastos relacionados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos, y
  - \$6 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, O&M aumentó en \$504 millones de dólares (15%) a \$4.0 mil millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$327 millones de dólares de aumento en SoCalGas debido a:
  - \$284 millones de dólares en mayores gastos relacionados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos, y
  - \$43 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables;
- \$108 millones de dólares de aumento en SDG&E, debido a:
  - \$59 millones de dólares en mayores gastos relacionados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos, y
  - \$49 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables; y
- \$71 millones de dólares de aumento en Sempra Infrastructure, debido a:

- \$34 millones de dólares en mayores costos de desarrollo y ciertos gastos no capitalizados de proyectos bajo construcción,
- \$13 millones de dólares de mayores servicios adquiridos, y
- \$12 millones de dólares en mayor costo operativo debido a la remediación de los arrendamientos operativos en las terminales de productos refinados en 2022.

### ***Litigios y Asuntos Reglamentarios de Aliso Canyon***

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, SoCalGas registró cargos de \$122 millones de dólares y \$259 millones de dólares, respectivamente, relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relativos a la Fuga.

### ***Otra Utilidad (Gasto), Neta***

Como parte de nuestra función central de administración de riesgo, podemos celebrar derivados de tipo de cambio para cubrir la exposición de SI Partners a movimientos del peso mexicano por su participación controladora en IEnova. Las ganancias/pérdidas asociadas con estos derivados se incluyen en otra utilidad (gasto), neta, según se describe a continuación, y mitiga parcialmente los efectos transaccionales del tipo de cambio e inflación incluida en gastos de impuestos para las entidades consolidadas de SI Partners y en participación en utilidades para las inversiones de método de participación de SI Partners. Describimos las políticas que gobiernan nuestra administración de riesgo en la “Parte II – Punto 7A. Revelación Cuantitativa y Cualitativa del Riesgo de Mercado” en el Reporte Anual.

Otra utilidad, neta, en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 fue de \$3 millones de dólares comparado con otro gasto, neto, de \$40 millones de dólares en el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$49 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficios periódicos netos, incluyendo \$12 millones de dólares en SDG&E y \$36 millones de dólares en SoCalGas; y
- \$12 millones de dólares en mayor ingreso por intereses neto en cuentas de balance reglamentarias, incluyendo \$5 millones de dólares en SDG&E y \$7 millones de dólares en SoCalGas; **compensado por**
- \$6 millones de dólares en mayores pérdidas por inversiones en activos dedicados a apoyar los planes de beneficios para empleados no calificados y planes de compensación diferidas.

Otra utilidad, neta, en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, fue de \$75 millones de dólares comparado con otro gasto, neto, de \$3 millones de dólares en el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$58 millones de dólares en menores pérdidas de inversión en activos dedicados a apoyar los planes de beneficios para empleados no calificados y planes de compensaciones diferidos;
- \$44 millones de dólares en mayor ingreso por intereses neto en cuentas de balance reglamentarias, incluyendo \$22 millones de dólares en SDG&E y \$22 millones de dólares en SoCalGas; y
- \$6 millones de dólares de ganancias en 2023 en comparación con \$16 millones de dólares en pérdidas en 2022 de impactos asociados con tasas de interés e instrumentos de cambio de divisas y transacciones en moneda extranjera, incluyendo:
  - \$11 millones de dólares en pérdidas en divisa extranjera en 2022 en un crédito denominado en pesos mexicanos a IMG, que se compensa totalmente en participación en utilidades, y
  - \$1 millón de dólares de ganancia en 2023 comparado con \$7 millones de dólares de pérdidas en 2022 por otros efectos transaccionales de moneda extranjera, y
- \$10 millones de dólares en multas a SoCalGas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y apoyo de OSCs; **compensado por**
- \$34 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio de costo de beneficio periódico neto, incluyendo \$6 millones de dólares en SDG&E y \$28 millones de dólares en SoCalGas.

### ***Gasto por Intereses***

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 el gasto por intereses aumentó en \$30 millones de dólares (11%) a \$312 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$29 millones de dólares en Sociedad Controladora y otros por mayores balances de deuda por emisiones de deuda y mayores tasas de interés y prestamos en papel comercial;
- \$20 millones de dólares en SoCalGas por mayores balances de deuda por emisiones de deuda y mayores tasas de interés; y
- \$13 millones de dólares en SDG&E por mayores balances de deuda por emisiones de deuda; **compensado por**
- \$32 millones de dólares en Sempra Infrastructure debido principalmente a:
  - \$39 millones de dólares en menor gasto por intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses de los proyectos bajo construcción, *compensado por*

- \$17 millones de dólares en mayores tasas de interés y préstamos en líneas de crédito comprometidas.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 el gasto por intereses aumentó en \$199 millones de dólares (25%) a \$995 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$75 millones de dólares en SoCalGas por mayores balances de deuda por emisiones de deuda y mayores tasas de interés;
- \$61 millones de dólares en Sociedad Controladora y otros por mayores tasas de interés y prestamos en papel comercial y mayor balances de deuda por mayores emisiones de deuda;
- \$34 millones de dólares en SDG&E principalmente por mayores balances de deuda por emisiones de deuda; y
- \$29 millones de dólares en Sempra Infrastructure debido principalmente a:
  - \$61 millones de dólares en mayores tasas de interés y préstamos en líneas de crédito comprometidas; y
  - \$47 millones de dólares en gasto por intereses en 2023 en compuestos por \$33 millones de dólares de pérdidas no realizadas y una liquidación de \$14 millones de dólares en 2022 en una tasa de interés contingente de swap relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1 que discutimos en la Nota 7 de los Estados Financieros Consolidados Condensados, *compensado por*
  - \$65 millones de dólares en menor gasto por intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses de los proyectos bajo construcción.

### **Impuestos a la Utilidad**

La siguiente tabla presenta el gasto de impuesto a la utilidad y las ETRs para Sempra, SDG&E y SoCalGas.

<b>(BENEFICIO) GASTO POR IMPUESTOS Y TASA DE IMPUESTO EFECTIVA</b>				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022	2023	2022
<b>Sempra:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (52)	\$ 21	\$ 499	\$ 435
Utilidades antes de impuestos y participación en utilidades	\$ 323	\$ 165	\$ 2,175	\$ 1,194
Participación en utilidades, antes de impuestos <sup>(1)</sup>	133	134	418	436
Utilidad antes de impuestos	\$ 456	\$ 299	\$ 2,593	\$ 1,630
Tasa de impuestos efectiva	(11)%	7 %	19 %	27 %
<b>SDG&amp;E:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (15)	\$ 35	\$ (4)	\$ 141
Utilidad antes de impuestos	\$ 259	\$ 306	\$ 712	\$ 822
Tasa de impuestos efectiva	(6)%	11 %	(1)%	17 %
<b>SoCalGas:</b>				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (5)	\$ (28)	\$ 68	\$ 75
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 11	\$ (110)	\$ 600	\$ 415
Tasa de impuestos efectiva	(45)%	25 %	11 %	18 %

<sup>(1)</sup> Describimos la manera en la que reconocemos la participación en utilidades en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Conforme a la IRA, iniciando en 2023, el alcance de los proyectos elegibles para créditos fiscales a la inversión se amplió para incluir proyectos independientes de almacenamiento de energía. La IRA también ofreció una elección que permite prospectivamente que los créditos fiscales a la inversión relacionados con proyectos independientes de almacenamiento de energía sean devueltos a los clientes de servicios públicos durante un período que es más corto que la vida del activo aplicable. Bajo esta elección, SDG&E registró una obligación regulatoria para compensar estos créditos fiscales a la inversión, lo que redujo el ETR de SDG&E y Sempra en 2023.

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. Como resultado de este Procedimiento de Ingresos, SoCalGas actualizó su evaluación de los beneficios por impuestos no reconocidos de años anteriores y, en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, registró un beneficio por impuestos de \$43 millones de dólares por beneficios por impuestos no reconocidos anteriormente correspondientes a gastos de reparación de gas. SoCalGas registró un pasivo reglamentario asociado por la parte que beneficiaría a los clientes en el futuro. Estamos evaluando los posibles impactos futuros de este Procedimiento de Ingresos.

### *Sempra*

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 el beneficio por impuesto a la utilidad de Sempra en comparación con el gasto por impuesto a la utilidad en el mismo periodo en 2022 se debió principalmente a:

- \$49 millones de dólares en beneficios por impuestos a la utilidad en 2023 en comparación con \$4 millones de dólares en beneficios por impuestos a la utilidad en 2022 por efectos de tipos de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México;
- \$23 millones de dólares en beneficios de impuesto a la utilidad en 2023 asociados con una remediación de ciertos impuestos a la utilidad diferidos; y
- beneficio del impuesto a la utilidad en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos independientes de almacenamiento de energía; **compensado por**
- \$21 millones de dólares en beneficios de impuesto a la utilidad en 2022 asociados con los costos relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga; y
- mayor ingreso antes de impuestos.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el gasto por impuesto a la utilidad de Sempra aumentó en \$64 millones de dólares (15%) en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$203 millones de dólares en gasto por impuestos a la utilidad en 2023 en comparación con \$80 millones de dólares en gasto por impuestos a la utilidad en 2022 por efectos de tipos de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México;
- \$60 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2022 asociados con los costos relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga;
- \$30 millones de dólares en beneficios de impuesto a la utilidad en 2022 de cambios a una asignación de valoración frente a determinados ejercicios posteriores de créditos fiscales;
- \$11 millones de dólares en menores beneficios de impuesto a la utilidad asociados con una remediación de ciertos impuestos a la utilidad diferidos; y
- mayor ingreso antes de impuestos; **compensado por**
- \$120 millones de dólares en costos de impuesto diferidos en 2022 asociados con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras;
- \$43 millones de dólares en beneficio de impuesto a la utilidad en 2023 por el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente correspondientes a gastos de reparación de gas; y
- beneficio del impuesto a la utilidad en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos independientes de almacenamiento de energía.

Más adelante describimos el impacto de los tipos de cambio de moneda extranjera y la inflación en los impuestos en el apartado “Impacto de Tipo de Cambio y la Tasa de Inflación y en los Resultados de Operación”. Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y las Notas 1 y 8 de los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual para mayor detalle de nuestra contabilidad para impuestos y elementos sujetos a tratamiento de flujo directo.

### *SDG&E*

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, los beneficios de impuesto a la utilidad de SDG&E, en comparación con los gastos de impuestos a la utilidad en el mismo periodo en 2022, se debieron principalmente a:

- un beneficio de impuestos a la utilidad en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos independientes de almacenamiento de energía; y
- menor ingresos antes de impuestos; **compensado por**
- \$10 millones de dólares en menores beneficios de impuesto a la utilidad de la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior.

### *SoCalGas*

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el beneficio de impuestos a la utilidad de SoCalGas disminuyó en \$23 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022, principalmente por \$21 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2022 asociados con los costos relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el gasto de impuestos a la utilidad de SoCalGas disminuyó por \$7 millones de dólares (9%) en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente correspondientes a gastos de reparación de gas; y

- menores ingresos antes de impuestos en 2023 en comparación con 2022 (antes de costos relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga en 2022); **compensado por**
- \$60 millones de dólares en beneficios por impuestos a la utilidad en 2022 asociados con los costos relacionados con el litigio y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga.

### ***Participaciones en Utilidades***

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, la participación en utilidades aumentó en \$62 millones de dólares (15%) a \$479 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$48 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
  - mayores ingresos atribuibles a mayor consumo de clientes atribuible principalmente al clima, actualizaciones a los factores de facturación de la transmisión, nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023, actualización de tarifas provisionales para reflejar los aumentos en capital invertido, y el aumento de clientes, *compensado por*
  - mayor gasto por intereses y gasto de depreciación atribuible a capital invertido; y
  - mayor O&M;
- \$9 millones de dólares en TAG debido principalmente a mayores ingresos por nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023; y
- \$6 millones de dólares en IMG debido principalmente a menores gastos de impuestos a la utilidad.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, la participación en utilidades disminuyó por \$32 millones de dólares (3%) a \$1,086 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$55 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
  - mayor gasto por intereses y gastos de depreciación atribuibles a capital invertido,
  - cancelación por la denegación de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor, y
  - mayor O&M, *compensado por*
  - mayores ingresos atribuibles a actualizaciones a los factores de facturación de la transmisión, nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023, aumento de clientes y actualización de tarifas provisionales para reflejar los aumentos en capital invertido; y
- \$28 millones de dólares en IMG debido a efectos de tipo de cambio, incluyendo \$11 millones de dólares en ganancias por tipo de cambio en 2022 en los créditos denominados en pesos mexicanos otorgados a IMG por los titulares del JV, las cuales son compensadas en otra utilidad (gasto), neta, y mayor gasto por intereses y gasto por impuestos a la utilidad; y
- \$17 millones de dólares en Cameron LNG JV debido a mayores costos de desarrollo del proyecto propuesto Proyecto Cameron LNG Fase 2; **compensado por**
- \$69 millones de dólares en TAG debido a los mayores ingresos, incluyendo el impacto acumulado de las nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023, compensado por un mayor gasto en impuestos a la utilidad.

### ***Utilidades Atribuibles a Participación no Controladora***

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023, las utilidades atribuibles a NCI incrementaron por \$57 millones de dólares a \$122 millones de dólares en comparación con mismo periodo en 2022 debido a un incremento de los ingresos netos de SI Partners.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, las utilidades atribuibles a NCI aumentaron por \$248 millones de dólares a \$435 millones de dólares en comparación con el mismo periodo en 2022 debido principalmente a:

- \$157 millones de dólares de aumento por incremento de los ingresos netos de SI Partners; y
- \$91 millones de dólares de aumento por una disminución en nuestra participación en SI Partners y en las subsidiarias de SI Partners.

## **IMPACTO DE TIPO DE CAMBIO Y TASAS INFLACIONARIAS EN LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN**

Debido a que nuestra empresa de distribución de gas natural en México, Ecogas, utiliza la moneda local como su moneda funcional, los ingresos y gastos se traducen a dólares de EE.UU. a tipos de cambio promedio para el periodo de consolidación en los resultados de operación de Sempra. Discutimos más adelante el impacto del tipo de cambio y tasas inflacionarias en los resultados de operación, incluyendo el impacto en impuestos por utilidad y relacionados con actividades de cobertura, en “Parte II – Punto 7. MD&A – Impacto de Tipo de Cambio y Tasas Inflacionarias en los Resultados de Operación” en el Reporte Anual.

## Conversión de Divisas

Cualquier diferencia en los tipos de cambio promedio utilizados para la conversión de actividades en los estados de resultados de un ejercicio a otro puede causar una variación en los resultados comparativos de las operaciones de Sempra. En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, el cambio en nuestros ingresos como resultado de conversión de divisas entre ejercicios fue mayor por \$1 millón de dólares y \$3 millones de dólares, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2022.

## Impactos Transaccionales

Las actividades de los estados de resultados en nuestras operaciones en el extranjero y sus JV también se ven afectadas por las ganancias y pérdidas transaccionales, en el cuadro siguiente se presenta un resumen de los mismos:

### (PÉRDIDAS) GANANCIAS TRANSACCIONALES DE EFECTOS DE DIVISAS E INFLACIONARIOS

(En millones de dólares)

	Total de montos reportados		(Pérdidas) ganancias transaccionales incluidas en los montos reportados	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
Otra utilidad (gasto), neta	\$ 3	\$ (40)	\$ (2)	\$ 1
Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad	52	(21)	49	4
Participación en utilidades	479	417	5	(2)
Ingreso neto	854	561	52	3
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(122)	(65)	(16)	(1)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	721	485	36	2

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2023	2022	2023	2022
	Otra utilidad (gasto), neta	\$ 75	\$ (3)	\$ 6
Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad	(499)	(435)	(203)	(80)
Participación en utilidades	1,086	1,118	(46)	(14)
Ingreso neto	2,762	1,877	(243)	(110)
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(435)	(187)	77	21
Utilidades atribuibles a acciones comunes	2,293	1,656	(166)	(89)

## RECURSOS DE CAPITAL Y LIQUIDEZ

### RESUMEN GENERAL

#### Sempra

#### Liquidez

Esperamos cumplir con nuestras necesidades de efectivo a través de flujos de efectivo de operaciones, efectivo sin restricciones y equivalentes de efectivo, préstamos bajo o respaldados por nuestras líneas crediticias, otras contracciones de deuda, que pueden incluir la emisión de valores de deuda y obtención de préstamos a plazo, y otras transacciones de financiamiento que pueden incluir la emisión de valores de capital, distribuciones de nuestras inversiones bajo el método de participación en capital, financiamiento de proyectos y financiamiento de los propietarios de participaciones minoritarias. Creemos que estas fuentes de flujo de efectivo, combinadas con los fondos disponibles, serán adecuadas para financiar nuestras operaciones, tanto en el corto como el largo plazo, incluyendo:

- financiar gastos de capital
- pago de deuda
- fondear dividendos
- fondear obligaciones contractuales y otras obligaciones y, de lo contrario, cumplir con requerimientos de liquidez

- fondear requerimientos de aportación de capital
- fondear nuevos negocios o adquisición de activos o empresas en desarrollo (*start-ups*)

Sempre, SDG&E y SoCalGas tienen actualmente acceso razonable al mercado de dinero y al mercado de capitales y actualmente no están limitados en su capacidad para obtener préstamos de dinero a tasas de mercado de bancos comerciales bajo líneas revolventes existentes, a través de ofertas públicas de títulos de deuda, o a través de ofertas privadas de deuda por nuestras líneas de crédito revolventes para el caso de papel comercial. Sin embargo, nuestra capacidad para tener acceso a estos mercados o para obtener créditos de bancos comerciales, fuera de nuestras líneas de crédito revolventes comprometidas, podría verse materialmente limitada si las condiciones económicas empeoran o las disrupciones o la volatilidad en estos mercados aumentan. Estas fuentes de financiamiento se convirtieron en menos atractivas dado al reciente incremento de las tasas de interés a corto y largo plazo. Adicionalmente, nuestras actividades de financiamiento y las acciones de las agencias de calificación crediticia, así como muchos otros factores, podrían afectar negativamente la disponibilidad y el costo del financiamiento de deuda y deuda a corto y largo plazo. Además, los flujos de efectivo de las operaciones pueden verse afectados por el momento del comienzo y la conclusión y, potencialmente, los excesos de costos de los proyectos grandes y otros eventos materiales, como la transacción de litigios materiales. Si los flujos de efectivo de las operaciones se redujeran significativamente o no pudiéramos pedir prestado en condiciones aceptables, es probable que primero reduzcamos o pospongamos los gastos de capital discrecionales (no relacionados con la seguridad) y las inversiones en negocios nuevos. Monitoreamos nuestra capacidad para financiar las necesidades de nuestras actividades operativas, de inversión y de financiamiento de una manera consistente con nuestra meta de mantener nuestras calificaciones crediticias de grado de inversión.

### *Fondos Disponibles*

Nuestras líneas de crédito comprometidas proporcionan liquidez y soportan al papel comercial. Sempre, SDG&E y SoCalGas cada una tiene contratos de crédito a cinco años con vencimiento en 2028 y Sempre Infrastructure tiene cuatro líneas de crédito comprometidas que expirarán en varias fechas del 2025 al 2030, y una línea de crédito revolvente no comprometidas que expira en 2024.

### **FONDOS DISPONIBLES AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2023**

*(En millones de dólares)*

	Sempre	SDG&E	SoCalGas
Efectivo no restringido y equivalentes de efectivo <sup>(1)</sup>	\$ 1,149	\$ 246	\$ 26
Crédito disponible no utilizado <sup>(2)</sup>	8,096	1,500	779

<sup>(1)</sup> Montos en Sempre incluye \$170 mantenidos en jurisdicciones fuera de EE.UU. Describimos repatriaciones en la Nota 8 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

<sup>(2)</sup> Crédito disponible no utilizado es el monto total disponible en líneas de crédito comprometidas y no comprometidas que describimos en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados. Debido a que nuestros programas de papel comercial están respaldados por estas líneas, reflejamos la cantidad de papel comercial pendiente y cualquier carta de crédito pendiente como una reducción del crédito disponible no utilizado.

### *Deudas a Corto Plazo*

Utilizamos la deuda a corto plazo principalmente para cumplir con los requisitos de liquidez, fondear dividendos para los accionistas y financiar temporalmente gastos de capital, adquisiciones o empresas en desarrollo (*start-ups*). SDG&E y SoCalGas utilizan la deuda a corto plazo principalmente para satisfacer las necesidades de capital de trabajo o para ayuda a fondear costos de eventos específicos. El papel comercial, líneas de crédito y un crédito a plazo fueron nuestras fuentes principales de financiamiento de deuda a corto plazo en los primeros nueve meses de 2023.

Describimos nuestras actividades de deuda a corto plazo en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, y más adelante en “Fuentes y Uso de Efectivo”.

### *Actividades de Deuda a Largo Plazo*

Las emisiones significativas y pagos de deuda a largo plazo en los primeros nueve meses del 2023 incluyeron lo siguiente:

## EMISIONES DE DEUDA A LARGO PLAZO Y PAGOS

(En millones de dólares)

Emisiones:	Monto de Emisiones	Vencimiento
Sempra notas senior no garantizadas de 5.40%	\$ 550	2026
Sempra notas senior no garantizadas de 5.50%	700	2033
SDG&E bonos hipotecarios en primer lugar de 5.35%	800	2053
SDG&E bonos hipotecarios verdes en primer lugar de 4.95%	600	2028
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.20%	500	2033
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.75%	500	2053
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto ECA LNG Fase 1)	207	2025
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto PA LNG Fase 1)	243	2030

Pagos:	Pagos	Vencimiento
SDG&E bonos hipotecarios en primer lugar de 3.60%	\$ 450	2023
SoCalGas notas senior no garantizadas de tasa variable	300	2023
Sempra Infrastructure notas de 6.3% (4.124% después del swap de divisas)	208	2023

Describimos nuestras actividades de deuda a largo plazo, incluyendo el uso de recursos de las emisiones de deuda a largo plazo, en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

### Calificaciones Crediticias

Proporcionamos información adicional sobre nuestras calificaciones crediticias de Sempra, SDG&E y SoCalGas en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y la “Parte II – Punto 2. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez” en el Reporte Anual.

Las calificaciones crediticias de Sempra, SDG&E y SoCalGas mantuvieron el grado de inversión en los primeros nueve meses de 2023.

## CALIFICACIONES CREDITICIAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2023

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Moody's	Baa2 con perspectiva estable	A3 con perspectiva estable	A2 con perspectiva estable
S&P	BBB+ con perspectiva estable	BBB+ con perspectiva estable	A con perspectiva negativa
Fitch	BBB+ con perspectiva estable	BBB+ con perspectiva estable	A con perspectiva estable

Una disminución en las calificaciones crediticias de Sempra o de cualquiera de sus subsidiarias o de las perspectivas de calificación puede, dependiendo de la severidad, dar lugar a la imposición de convenios financieros o gravosos, o a un requisito de que se otorguen garantías en el caso de determinados financiamientos y puede afectar material y adversamente a los precios de mercado de sus acciones y títulos de deuda, las tasas a las que se toman préstamos y se emite el papel comercial, y las diversas tasas sobre sus servicios de crédito pendientes. Esto puede hacer más costosa la emisión de valores de deuda para Sempra, SDG&E, SoCalGas y otras subsidiarias de Sempra, a fin de obtener créditos y obtener otro tipo de financiamientos.

Sempra ha acordado que, si la calificación crediticia de la deuda preferente garantizada de Oncor por parte de cualquiera de las tres principales agencias de calificación crediticia cae por debajo de BBB (o su equivalente), Oncor suspenderá los dividendos y otras distribuciones (excepto para pagos de impuestos), a menos que la PUCT permita lo contrario. La deuda preferente garantizada de Oncor se clasificó como A2, A+ y A en Moody's, S&P y Fitch, respectivamente, al 30 de septiembre de 2023.

### Créditos a/de Afiliadas

Al 30 de septiembre de 2023, Sempra tenía \$308 millones de dólares en préstamos adeudados a afiliadas no consolidadas.

### Ley de Reducción de Inflación de 2022

La IRA fue promulgada como ley en agosto de 2022. La IRA incluye créditos fiscales y otros incentivos para iniciativas energéticas y climáticas, e introduce un impuesto mínimo alternativo de 15% sobre los ingresos de estados financieros ajustados para los años fiscales que comienzan a partir del 31 de diciembre de 2022. No esperamos que la IRA tenga un impacto material adverso en los resultados de las operaciones, condiciones financieras y/o flujos de efectivo de Sempra, SDG&E o SoCalGas. Continuaremos evaluando el impacto de la IRA según el Departamento del Tesoro y el IRS de EE.UU. emitan guías de implementación fiscal y la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. o DOE emitan guías sobre iniciativas climáticas y energéticas.

## ***Sempre California***

Las operaciones de SDG&E y SoCalGas han proporcionado históricamente utilidades y liquidez relativamente estables. Su desempeño y liquidez futura dependerá principalmente del proceso reglamentario y para establecer tarifas, las regulaciones ambientales, litigios, las condiciones económicas, las acciones de los legisladores y el cambiante mercado energético, así como otros asuntos descritos en este reporte. SDG&E y SoCalGas esperan que los fondos disponibles no utilizados de sus líneas de crédito descritas anteriormente, que también apoya sus programas de papel comercial, los flujos de efectivo de las operaciones y otras contracciones de deuda, incluyendo la emisión de valores de deuda y la obtención de préstamos a plazo sigan siendo adecuados para financiar sus respectivas operaciones actuales y gastos de capital planeados. SDG&E y SoCalGas administran sus estructuras de capital y pagan dividendos según es apropiado y conforme a lo aprobado por sus respectivos consejos de administración.

Conforme lo describimos en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en el Reporte Anual, los cambios en las cuentas de balance reglamentarias para los costos significativos en SDG&E y SoCalGas, particularmente un cambio entre el estatus de sobrecobrados y subcobrados, puede tener un impacto significativo en los flujos de efectivo. Estos cambios generalmente representan la diferencia entre cuando se incurre en los costos y cuando en última instancia se recuperan o reembolsan en las tarifas a través de las facturas a los clientes.

## ***Costo de Capital de la CPUC***

Como se describió en la Nota 4 de las Notas de los Estados Financieros Consolidados Condensados, la CPUC aprobó el costo de capital para SDG&E y SoCalGas que entró en vigor el 1 de enero de 2023 y permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2025, sujeto al CCM. La CPUC ha emitido una resolución para iniciar una segunda fase de este procedimiento de costo de capital para evaluar las modificaciones potenciales al CCM.

El CCM aplica en los años intermedios entre las solicitudes de costo de capital requeridas y consideran cambios en el costo de capital basado en cambios en las tasas de interés utilizando el índice de bonos de servicios públicos aplicables publicado por Moody's (la tasa de referencia para CCM) por cada periodo de 12 meses terminado el 30 de septiembre (el periodo de medición). La tasa de referencia para CCM es la base de comparación para determinar si el CCM se detona, lo cual ocurre si el cambio en el índice de bonos de servicios públicos aplicables al insumo de Moody's en relación con la tasa de referencia CMM es mayor que más o menos 1.000% al final del periodo de medición. El índice aplicable a SDG&E y SoCalGas se basa en cada calificación crediticia de la empresa de servicios públicos. Para el periodo de evaluación que terminó el 30 de septiembre de 2023, la tasa de referencia CCM de SDG&E fue 4.367% basada en el índice de bonos de servicios públicos Baa- de Moody's y la tasa de referencia CCM de SoCalGas fue 4.074% basada en el índice de bonos de servicios públicos A- de Moody's. Los promedios de las tasas de referencia de los bonos de SDG&E y SoCalGas para el periodo del 1 de octubre de 2022 al 30 de septiembre de 2023 se situaron por más de un 1.000% por encima de sus respectivas tasas de referencia CCM, que detonó el CCM. Sujeto a aprobaciones regulatorias, la detonación del CCM debería incrementar la tasa de retorno autorizada para SDG&E a 7.67% (incluyendo el costo de la deuda a 4.34% y el retorno sobre capital a 10.65%) e incrementar la tasa de retorno autorizada para SoCalGas a 7.67% (incluyendo el costo de la deuda a 4.54% y el retorno sobre capital a 10.50%), con efectos a partir del 1 de enero de 2024.

## ***SDG&E***

### ***Fondo Contra Incendios Forestales***

El valor contable de los activos del Fondo Contra Incendios Forestales de SDG&E fueron por el total de \$310 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023. Describimos la Legislación de Incendios Forestales y el compromiso de SDG&E de realizar aportaciones anuales de accionistas al Fondo Contra Incendios Forestales hasta 2028 en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

SDG&E está expuesto al riesgo de que los IOU eléctricos de California participantes puedan incurrir en costos por reclamaciones de incendios forestales de terceros por las cuales buscarán recuperación del Fondo Contra Incendios Forestales con respecto a los incendios forestales ocurridos desde la promulgación de la Legislación sobre Incendios Forestales en julio de 2019. En tal situación, SDG&E puede reconocer una reducción de su activo del Fondo Contra Incendios Forestales y registrar un cargo por deterioro contra las ganancias cuando la cobertura disponible se reduce debido a las reclamaciones recuperables de cualquier IOU participante. Pacific Gas and Electric Company ha indicado que buscará un reembolso del Fondo Contra Incendios Forestales por las pérdidas asociadas al Incendio de Dixie, el cual estuvo activo desde julio de 2021 a octubre de 2021 y fue reportado como el incendio forestal más grande (medido por acres quemados) en la historia de California. Si, se determina que cualquier equipo de la IOU eléctrica de California es la causa de un incendio, podría tener un efecto adverso y significativo en la situación financiera y

en los resultados operativos de SDG&E y Sempra hasta el valor en libros de nuestro activo de Fondo Contra Incendios Forestales, con una potencial exposición adicional si se determina que el equipo de SDG&E causó un incendio. Adicionalmente, el Fondo Contra Incendios Forestales podría agotarse completamente debido a incendios en los territorios de servicio de las otras IOU eléctricas de California, incendios en el territorio de servicio de SDG&E o una combinación de ellos. En el caso de que el Fondo Contra Incendios Forestales sea significativamente disminuido, agotado o terminado, SDG&E perderá la protección otorgada por el Fondo Contra Incendios Forestales y, como consecuencia, un incendio en el territorio de servicio de SDG&E podría tener un efecto material adverso y significativo en los resultados de las operaciones, la situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E y Sempra.

### *Acuerdos Fuera de los Balances Generales*

SDG&E han celebrado PPAs y contratos de suministro (*tolling*) que son participaciones variables en entidades no consolidadas. Discutimos los intereses variables en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

### *SoCalGas*

#### *Fuga de Gas de la Instalación de Almacenamiento de Aliso Canyon*

**Seguros, Contable y Otros Impactos.** Desde 2015, SoCalGas ha incurrido en costos significativos en relación con la Fuga, incluyendo costos para defenderse de, y para transigir en litigios civiles derivados de la Fuga. Aparte del seguro de responsabilidad civil de los administradores y directivos, hemos agotado todos nuestros seguros para este asunto. Seguimos buscando otras fuentes de cobertura de seguro para los costes relacionados con este asunto, pero es posible que no tengamos éxito en la obtención de una recuperación de seguro adicional para cualquiera de estos costos.

Al 30 de septiembre de 2023, \$126 millones de dólares se han acumulado en Reservas para costos de Aliso Canyon, y \$3 millones de dólares se han acumulado en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados Condensados de SoCalGas y Sempra. Estos devengos no incluyen cualesquier montos en exceso de lo que se ha estimado para solucionar ciertos asuntos que describimos en “Litigios” y “Procedimiento Reglamentario” ni cualesquier montos que puedan resultar necesarios para resolver una amenaza de litigio, otros posibles litigios y otros costos en cada caso en la medida que no sea posible, en este momento, predecir el resultado de estas acciones o estimar razonablemente los posibles costos o rango de posibles costos. Adicionalmente, no hemos sido capaces de estimar razonablemente la pérdida posible o el rango de posibles pérdidas en exceso de los montos incurridos, los cuales podrían ser significativos.

Un resultado adverso con relación a (i) el litigio no resuelto que describimos bajo “Litigios”, (ii) el procedimiento no resuelto OII SB 380 que describimos bajo “Procedimiento Reglamentario”, o (iii) la amenaza o cualquier otro litigio potencial relacionado con la Fuga, en cada caso que discutimos en la Nota 10 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, podría tener un efecto adverso material en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra.

**Operaciones de Almacenamiento de Gas Natural y Fiabilidad.** El gas natural retirado del almacenamiento es importante para la fiabilidad del servicio durante los períodos de mayor demanda, incluidas las necesidades pico de generación eléctrica en el verano y las necesidades de consumo de calefacción en el invierno. La instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon es la terminal de almacenamiento de SoCalGas más grande y un componente importante del sistema de suministro de SoCalGas. En febrero de 2017, la CPUC abrió el procedimiento SB 380 OII para determinar la factibilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, manteniendo la confiabilidad energética y eléctrica de la región, incluyendo una serie de alternativas para mantener o eliminar la demanda de servicios de las terminales en caso de que fueran eliminadas.

Al 30 de septiembre de 2023, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$993 millones de dólares. Si la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara permanentemente o si los flujos de efectivo futuros de su explotación fueran de otro modo insuficientes para recuperar su valor contable, podríamos registrar un deterioro de la instalación, que podría ser material, o podríamos incurrir materialmente en costos de operación más elevados de lo previsto y/o tener que realizar gastos de capital adicionales materiales (algunos o todos los cuales podrían no ser recuperables en las tarifas), y la fiabilidad del gas natural y la generación eléctrica podrían verse comprometidos.

### *Sempra Texas Utilities*

Oncor depende del financiamiento externo como una fuente significativa de liquidez para sus necesidades de capital. En el caso de que Oncor no cumpla con sus requisitos de capital, no tener acceso a capital suficiente o aumentar el capital en condiciones

favorables para financiar sus necesidades continuas, podemos optar por hacer contribuciones de capital adicionales a Oncor (ya que nuestros compromisos con la PUCT nos prohíben otorgar crédito a Oncor), que podrían ser sustanciales y reducir el efectivo disponible para otros fines, aumentar nuestro endeudamiento y en última instancia afectar negativamente nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. La capacidad de Oncor para hacer distribuciones puede estar limitada por factores como sus calificaciones crediticias, requerimientos de capital reglamentario, aumentos en su plan de capital, razón de deuda a capital aprobado por la PUCT y otras restricciones y consideraciones. Adicionalmente, Oncor no hará distribuciones si la mayoría de los consejeros independientes de Oncor o cualquier consejero miembro minoritario determina que es en el mejor interés de Oncor retener tales cantidades para cumplir con los requisitos futuros esperados.

### *Estructura de capital y Rendimiento del Capital*

En abril de 2023, la PUCT emitió una orden final en la revisión integral de la tarifa base de Oncor. La orden final establece el ROE autorizado de Oncor en el 9.7%, una disminución de su ROE previamente autorizado del 9.8%, y mantiene la estructura de capital regulatoria autorizada de Oncor en el 57.5% de deuda y el 42.5% de capital. Las nuevas tarifas entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En junio de 2023, la PUCT emitió una orden de nueva audiencia en respuesta a las peticiones de nueva audiencia presentadas por Oncor y algunas partes intervinientes en el procedimiento. La orden de nueva audiencia introdujo ciertas correcciones técnicas y tipográficas en la orden final, pero por lo demás afirmó las disposiciones materiales de la orden final y no exigió la modificación de las tarifas que entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En septiembre de 2023, Oncor presentó una apelación en el Juzgado de Distrito del Condado de Travis buscando revisión judicial de ciertas denegaciones de tarifas bases y los efectos en los gastos relacionados con dichas denegaciones en la nueva audiencia de la PUCT.

### *Acuerdos Fuera de los Balances Generales*

Nuestra inversión en Oncor Holdings es una participación variable en una entidad no consolidada. Discutimos los intereses variables en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

### *Sempra Infrastructure*

Sempra Infrastructure espera financiar sus gastos de capital, inversiones y operaciones en parte con fondos disponibles, incluyendo líneas de crédito existentes, y flujos de efectivo de operaciones del negocio de Sempra Infrastructure. Esperamos que Sempra Infrastructure requiera financiamiento adicional para el desarrollo y expansión de su cartera de proyectos, que pueden ser financiados a través de una combinación de financiamiento de la sociedad controladora y propietarios con interés minoritario, financiamiento bancario, emisión de deuda, financiamiento de proyectos, asociándose en JVs y ventas de activos.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023, Sempra Infrastructure distribuyó \$289 millones de dólares a propietarios de participaciones minoritarias y los propietarios de participaciones minoritarias contribuyeron con \$1,236 millones de dólares a Sempra Infrastructure.

### *LNG y Soluciones de Cero Emisiones Netas*

**Proyecto Cameron LNG Fase 2.** Cameron LNG JV está desarrollando un proyecto de propuesta de expansión que sumaría un tren de licuefacción con una capacidad de producción máxima estimada de 6.75 Mtpa que incrementaría la capacidad de producción de hasta aproximadamente 1 Mtpa de los tres trenes existentes en la terminal Cameron LNG Fase 1 por medio de actividades de desaturación. El sitio de Cameron LNG JV puede acomodar trenes adicionales más allá del proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2.

Anteriormente Cameron LNG JV recibió los permisos principales y aprobaciones del FTA y fuera del FTA asociados a la expansión potencial que incluía hasta dos trenes de licuefacción adicionales y hasta dos tanques de almacenamiento de LNG de contención completa adicionales. La aprobación fuera del FTA para el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 incluye, entre otros, una fecha límite a mayo de 2026 para iniciar las exportaciones comerciales, para lo cual esperamos solicitar una prórroga. En marzo de 2023, la FERC aprobó la propuesta de enmienda de Cameron LNG JV para modificar los permisos y permitir el uso de motores eléctricos, en lugar de motores de turbina de gas, lo que reduciría las emisiones en general. La enmienda también permite el cambio de diseño de una expansión de dos trenes de turbinas de gas a una expansión de un tren de propulsión eléctrica junto con otras mejoras que, en conjunto, se espera como resultado una instalación más rentable y eficiente, al mismo tiempo que reducen las emisiones de GHG.

Sempra Infrastructure y otros socios de Cameron LNG JV, es decir, afiliados de TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd. Y Japan LNG Investment, LLC, una compañía de propiedad conjunta entre Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha, han celebrado un HOA no vinculante para el desarrollo potencial del proyecto Cameron LNG Fase 2. El HOA no vinculante proporciona un marco comercial para el proyecto propuesto, incluyendo la asignación contemplada a SI Partners del 50.2% de la capacidad de producción del cuarto tren y 25% de la capacidad de desaturación del proyecto bajo acuerdo de suministro. El HOA

no vinculante contempla que la capacidad restante a sea asignada en partes iguales a clientes actuales de la terminal Cameron LNG Fase 1. Sempra Infrastructure planea vender el LNG correspondiente a su capacidad de asignación de lo propuesto por el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 bajo SPAs a largo plazo previo a tomar la decisión de inversión definitiva. La participación definitiva en y consumo por parte de Sempra Infrastructure, TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd. y Japan LNG Investment, LLC se mantiene sujeta, entre otros factores, a negociación y conclusión de los acuerdos definitivos, y el HOA no vinculante no obliga a ninguna parte a celebrar acuerdos definitivos con respecto al proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2.

Sempra Infrastructure, los otros socios de Cameron LNG JV, y Cameron LNG JV han celebrado un acuerdo de desarrollo de proyecto Fase 2 en el cual Sempra Infrastructure, sujeto a determinadas condiciones y aportaciones en curso por la junta de Cameron LNG JV, gestionará y dirigirá el trabajo de desarrollo del proyecto Cameron LNG Fase 2 hasta que Cameron LNG JV tome decisión de inversión definitiva.

En abril de 2022, Cameron LNG JV, por resolución unánime del consejo de Cameron LNG JV, concedió dos contratos FEED, uno a Bechtel y otro en conjunto entre JGC America Inc. y Zachry Industrial Inc.

En relación con la ejecución del Acuerdo de Desarrollo de Proyecto Fase 2 y la concesión de los contratos FEED, la junta de Cameron LNG JV resolvió de forma unánime un presupuesto del proyecto de expansión, sujeto a los términos del Acuerdo de Desarrollo de Proyecto Fase 2, para financiar el desarrollo del trabajo para la preparación de la posible decisión de inversión definitiva.

En julio de 2023, Cameron LNG JV le informó a Bechtel que fue elegido para realizar trabajos adicionales de ingeniería de valor en el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2, que esperamos que continúen hasta el final de 2023. Las partes están negociando los términos y condiciones de un contrato EPC definitivo para el proyecto. El acuerdo actual con Bechtel no compromete a ninguna de las partes a firmar un contrato EPC definitivo ni a participar de otro modo en el proyecto.

Cameron LNG JV ha celebrado un MOU no vinculante con Entergy Louisiana, LLC, una subsidiaria de Entergy Corporation, para negociar los términos y condiciones de un nuevo contrato de servicios eléctricos con la intención de reducir las emisiones de alcance 2 de la electricidad que compra a Entergy Louisiana, LLC. El MOU no vinculante establece un marco para Entergy Louisiana, LLC y Cameron LNG JV para finalizar y firmar un contrato de mínimo 20 años por la procuración de la generación de nuevos recursos renovables en Luisiana, sujeto a la aprobación de la tarifa renovable por la Comisión de Servicios Públicos de Louisiana. El contrato definitivo entre Cameron LNG JV y Entergy Louisiana, LLC se mantiene sujeto a la negociación y finalización de contratos definitivos, entre otros factores, y que el MOU no vinculante no comprometa a alguna de las partes a celebrar contratos definitivos con respecto al contrato de servicios eléctricos propuesto.

Sempra Infrastructure ha celebrado un HOA no vinculante para la negociación y posible finalización de un SPA definitivo a 20 años con ORLEN por 2 Mtpa de LNG compensado por el proyecto Cameron LNG Fase 2 propuesto. La participación final en el proyecto propuesto y la consecución del mismo siguen estando sujetas a la negociación y finalización de un acuerdo definitivo, entre otros factores, y la HOA no vinculante no compromete a ninguna de las partes a celebrar un acuerdo definitivo con respecto al proyecto propuesto. Sempra Infrastructure también ha celebrado un HOA no vinculante con Williams para la negociación de posible LNG compensado de, y el suministro de gas a, el proyecto PA LNG Fase 2 y el proyecto Cameron LNG Fase 2 que están en desarrollo, así como una potencial empresa en participación estratégica relacionada con el actual ducto interestatal Cameron y el ducto Port Arthur Conector Louisiana propuesto. El plazo de este HOA no vinculante venció en marzo de 2023.

La ampliación de la terminal de licuefacción de Cameron LNG Fase 1 más allá de los tres primeros trenes está sujeta a ciertas restricciones y condiciones en virtud de los acuerdos de financiación del proyecto de JV, incluyendo entre otras, restricciones de alcance para la expansión del proyecto a menos que se obtenga el consentimiento previo apropiado de los acreedores del proyecto existente. En virtud de los acuerdos de capital de Cameron LNG JV, la expansión del proyecto requiere el consentimiento unánime de todos los socios, incluso con respecto a la obligación de inversión de capital de cada socio. Trabajando bajo un marco establecido en el acuerdo de desarrollo de proyecto Fase 2, Sempra Infrastructure y los otros miembros de Cameron LNG JV están invirtiendo tiempo adicional por adelantado para reducir el riesgo de construcción y los costos del proyecto y mejoren la optimización del esquema de construcción. Esperamos que este proceso continúe hasta el final de 2023 y esté en condiciones para que se pueda tomar una decisión de inversión final en 2024, sujeto a la celebración del contrato EPC, asegurar la financiación del proyecto, y extender la fecha límite para las exportaciones comerciales bajo el proyecto de aprobación fuera del FTA.

El desarrollo del proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo asegurar compromisos vinculantes con los clientes; llegar a un acuerdo unánime con nuestros socios para proceder; obtener, modificar y mantener permisos y aprobaciones reglamentarias; reduzca suficientemente los riesgos de construcción y los costos del proyecto; asegurar ciertos consentimientos bajo los acuerdos de financiamiento actuales y la obtención de nueva financiación suficiente; negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, incluyendo un EPC definitivo, y peajes definitivos y acuerdos

de gobierno corporativo; llegar a una decisión final de inversión positiva; y otros factores asociados con esta inversión potencial. Para una descripción de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo en el Reporte Anual.

**Proyecto ECA LNG Fase 1.** SI Partners mantiene una participación del 83.4% en ECA LNG Fase 1, y una afiliada de TotalEnergies SE mantiene la participación del 16.6% remanente. ECA LNG Fase 1 está construyendo una instalación de un tren de licuefacción de gas natural en el sitio de la Terminal ECA Regas existente de Sempra Infrastructure con una capacidad instalada combinada de 3.25 Mtpa y una capacidad de exportación de 2.5 Mtpa. No esperamos que la construcción u operación del proyecto ECA LNG Fase 1 interrumpa las operaciones en la Terminal ECA Regas. Esperamos que el proyecto ECA LNG Fase 1 comience operaciones comerciales en el verano de 2025.

Hemos recibido autorizaciones del DOE para exportar gas natural producido en EE.UU. a México y para reexportar LNG a países que no pertenecen al FTA del proyecto ECA LNG Fase 1. ECA LNG Fase 1 tiene SPAs de LNG definitivo a 20 años con una afiliada de TotalEnergies SE por aproximadamente 1.7 Mtpa de LNG y con Mitsui & Co., Ltd. por aproximadamente 0.8 Mtpa de LNG.

En febrero de 2020, celebramos un contrato EPC con Technip Energies para el proyecto ECA LNG Fase 1. Desde que llegamos a una decisión final de inversión positiva con respecto al proyecto en noviembre de 2020, Technip Energies ha estado trabajando para la construcción del proyecto ECA LNG Fase 1. Estimamos que el precio total del contrato EPC será aproximadamente de \$1.5 mil millones de dólares, con gastos de capital que se aproximarán a los \$2 mil millones de dólares incluidos los intereses capitalizados y las contingencias del proyecto. El costo real del contrato EPC y el monto real de estos gastos de capital pueden diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

ECA LNG Fase 1 tiene un contrato de crédito a cinco años con un sindicato de siete acreditantes externos que vence en diciembre de 2025 por un monto total de principal de hasta \$1.3 mil millones de dólares, de los cuales \$782 millones de dólares estaban pendientes al 30 de septiembre de 2023. Los recursos del crédito se están utilizando para financiar el costo de construcción del proyecto ECA LNG Fase 1. Describimos los detalles de este préstamo en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

La construcción del proyecto ECA LNG Fase 1 está sujeta a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo el mantenimiento de permisos y aprobaciones reglamentarias; retrasos en la construcción; negociación, completando y manteniendo acuerdos comerciales adecuados, incluyendo acuerdos definitivos de suministro de gas y transporte; el impacto de los cambios recientes y propuestos a la ley en México; como describimos en la Nota 10 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, una decisión desfavorable sobre ciertas disputas de propiedad e impugnaciones de permisos que podrían tener un efecto adverso y significativo en la construcción de este proyecto; y otros factores asociados al proyecto y su construcción. Un resultado desfavorable con respecto a cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso y significativo en los resultados de operación, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra, incluyendo el deterioro de la totalidad o una parte sustancial de los costos de capital invertidos en el proyecto hasta la fecha. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

**Proyecto ECA LNG Fase 2.** Sempra Infrastructure está desarrollando un segundo proyecto de licuefacción de gas natural a gran escala en el sitio de la Terminal ECA Regas existente. Esperamos que el proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 conste de dos trenes y un tanque de almacenamiento de LNG y produzca aproximadamente 12 Mtpa de capacidad de exportación. Esperamos que la construcción del proyecto propuesto de ECA LNG Fase 2 estaría en conflicto con las operaciones actuales de la Terminal ECA Regasificación, que actualmente cuenta con contratos de regasificación a largo plazo para el 100% de la capacidad de la instalación de regasificación hasta 2028. Esto hace que las decisiones sobre si, cuándo y cómo llevar a cabo el proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 dependa en parte de si la inversión en una terminal de licuefacción a gran escala, a largo plazo, sería más beneficioso financieramente que seguir prestando servicios de regasificación en virtud de nuestros contratos existentes.

Hemos recibido autorizaciones del DOE para exportar gas natural producido en EE.UU. a México y para reexportar LNG a países que no pertenecen al FTA del proyecto propuesto ECA LNG Fase 2.

Tenemos MOUs y/o HOAs no vinculantes con Mitsui & Co., Ltd., TotalEnergies SE y ConocoPhillips que establecen un marco para la posible compra de LNG del proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 y la adquisición potencial de una participación en acciones de ECA LNG Fase 2. La participación final y la compra por parte de las partes queda sujeta a la negociación y finalización de acuerdos definitivos, entre otros factores, y los MOUs y/o HOAs no vinculantes no comprometen a ninguna de las partes a firmar acuerdos definitivos con respecto al proyecto propuesto ECA LNG Fase 2.

El desarrollo del proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 está sujeto a riesgos numerosos e incertidumbres, incluyendo asegurar compromisos vinculantes con los clientes; obtener y mantener permisos y aprobaciones reglamentarias; obtener financiamiento; negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, incluyendo EPC definitivo, acuerdos de adquisición de capital,

gobierno corporativo, ventas de LNG, acuerdos de suministro y transporte de gas; alcanzar una decisión positiva final de inversión; el impacto de cambios recientes y propuestos a la ley en México; las disputas de propiedad y retos en la obtención de permisos a los que hacemos referencia en la discusión del proyecto ECA LNG Fase 1 más arriba; y otros factores asociados con esta inversión potencial. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

**Proyecto PA LNG Fase 1.** Desde la toma de la decisión de inversión final positiva en marzo de 2023, Sempra Infrastructure está construyendo un proyecto de licuefacción de gas natural en un sitio no desarrollado (greenfield) que posee en las cercanías de Port Arthur, Texas, ubicado a lo largo de la vía fluvial Sabine-Neches. El proyecto PA LNG Fase 1 consistirá de dos trenes de licuefacción, dos tanques de almacenamiento LNG, un muelle marino e instalaciones de carga asociadas e infraestructura conexa necesaria para prestar servicios de licuefacción con una capacidad instalada de aproximadamente 13 Mtpa y una capacidad inicial de compra de aproximadamente 10.5 Mtpa. Esperamos que el primer y segundo tren del proyecto PA LNG Fase 1 comiencen sus operaciones comerciales en 2027 y 2028, respectivamente.

En abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación de las instalaciones del proyecto PA LNG Fase 1, junto con ciertos gasoductos de gas natural, incluyendo el Port Arthur Louisiana Connector Pipeline y el Texas Connector, que podría usarse para suministrar gas de alimentación a la instalación de licuefacción cuando el proyecto se concluya. Sempra Infrastructure recibió autorizaciones del DOE en agosto de 2015 y mayo de 2019 que conjuntamente permiten que el LNG producido en el proyecto PA LNG Fase 1 sea exportado a todos los países actuales y futuros del FTA y fuera del FTA. En junio de 2023, Port Arthur LNG presentó una modificación a su orden de la FERC solicitando autorización para aumentar su fuerza de trabajo e implementar un programa de construcción de 24 horas al día con el fin de seguir mejorando la eficiencia de la construcción mientras que reduce los impactos temporales a la comunidad y el medio ambiente en las inmediaciones del proyecto. Si se aprueba, la enmienda también proporcionaría al contratista EPC más opciones para cumplir o superar el calendario de construcción del proyecto, sujeto al calendario de aprobación de la enmienda por parte de la FERC. La FERC ha publicado un programa que anticipa la emisión de una evaluación ambiental para el proyecto en diciembre de 2023.

Sempra Infrastructure tiene SPAs definitivos para la compra de LNG del proyecto PA LNG Fase 1 con:

- una afiliada de ConocoPhillips por un plazo de 20 años para 5 Mtpa de LNG, así como un contrato de suministro de gas natural por el que una afiliada de ConocoPhillips gestionará los requisitos de suministro de gas de alimentación para el proyecto PA LNG Fase 1.
- RWE Supply & Trading GmbH, subsidiaria de RWE AG, por un plazo de 15 años para 2.25 Mtpa de LNG.
- INEOS por un plazo de 20 años para aproximadamente 1.4 Mtpa de LNG.
- ORLEN por un plazo de 20 años para aproximadamente 1 Mtpa de LNG.
- ENGIE S.A. por un plazo de 15 años para aproximadamente 0.875 Mtpa de LNG.

En febrero de 2020, celebramos un contrato EPC, según el mismo fue modificado y re expresado en octubre de 2020, con Bechtel para el proyecto PA LNG Fase 1. En marzo de 2023, emitimos un aviso final para proceder bajo el contrato EPC, el cual tiene un precio estimado de aproximadamente \$10.7 mil millones de dólares tras las órdenes de cambio. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto PA LNG Fase 1 serán de aproximadamente \$13 mil millones de dólares incluidos los intereses capitalizados a nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El costo real del contrato EPC y el importe real de estos gastos de capital pueden diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

Como se explica en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, en marzo de 2023, una afiliada indirecta de SI Partners completó la venta de una participación indirecta del 30% en el proyecto PA LNG Fase 1 a una filial de ConocoPhillips por una contraprestación total en efectivo de aproximadamente \$254 millones de dólares, sujeta a los ajustes habituales posteriores al cierre. Utilizamos los ingresos de esta venta para gastos de capital y otros fines corporativos generales. En relación con esta venta, tanto SI Partners como ConocoPhillips ofrecieron garantías relativas al compromiso de sus respectivas filiales de aportar su parte proporcional de capital para financiar el 110% del presupuesto de desarrollo de la Fase 1 del proyecto PA LNG, por un importe total de hasta \$9.0 mil millones de dólares. La garantía de SI Partners cubre el 70% de este importe más los costos de ejecución de su garantía.

Como se discutió en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, en septiembre de 2023, una afiliada indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación indirecta del 42% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1 a KKR Denali por una contraprestación total en efectivo de aproximadamente \$984 millones de dólares, incluyendo su participación prorrateada en los costos de desarrollo incurridos antes del cierre que superaron los \$439 millones de dólares, sujeta a los ajustes habituales posteriores al cierre. Tenemos la intención de usar los recursos de esta venta para gastos de capital y otros fines corporativos generales.

Tras el cierre de la venta de NCI a KKR Denali, Sempra tiene una participación indirecta en el proyecto PA LNG Fase 1 del 19.6%.

Como se explica en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, en marzo de 2023, Port Arthur LNG firmó un contrato de crédito a siete años con un sindicato de acreditantes por un importe principal total de aproximadamente \$6.8 mil millones de dólares y un contrato de capital de trabajo inicial por un importe máximo de \$200 millones de dólares. Las líneas vencen el 20 de marzo de 2030. Los ingresos de los préstamos se utilizarán para financiar el costo de la construcción de la Fase 1 del proyecto PA LNG. Al 30 de septiembre de 2023, quedaban pendientes \$243 millones de dólares de préstamos en virtud del contrato de crédito a plazo.

El desarrollo del proyecto PA LNG Fase 1 está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo el mantenimiento y modificación de permisos y aprobaciones reglamentarias; retrasos en la construcción; negociaciones, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, incluyendo contratos definitivos de suministro de gas y transporte; y otros factores asociados al proyecto y su construcción. Un resultado desfavorable con respecto a cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso y significativo en los resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra, incluyendo el deterioro de la totalidad o una parte sustancial de los costos de capital invertidos en el proyecto hasta la fecha. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” del Reporte Anual.

**Proyecto PA LNG Fase 2.** Sempra Infrastructure está desarrollando una segunda fase del proyecto de licuefacción de gas natural que esperamos que sea de un tamaño similar al proyecto propuesto PA LNG Fase 1. Estamos progresando en el desarrollo del proyecto PA LNG Fase 2, al tiempo que se siguen evaluando las oportunidades globales para desarrollar la totalidad del sitio de Port Arthur, así como los posibles cambios de diseño que podrían reducir las emisiones globales, incluido un diseño de las instalaciones que utilice fuentes de energía renovables y otras soluciones tecnológicas.

En septiembre de 2023, la FERC aprobó el emplazamiento, construcción y operación del proyecto propuesto PA LNG Fase 2, incluyendo la posible adición de hasta dos trenes de licuefacción. En febrero de 2020, Sempra Infrastructure presentó una solicitud al DOE para permitir que el LNG producido del proyecto propuesto PA LNG Fase 2 sea exportado a todos los países actuales y futuros del FTA y fuera del FTA.

Sempra Infrastructure ha celebrado un HOA no vinculante para la negociación y posible finalización de un SPA definitivo con INEOS para la compra de aproximadamente 0.2 Mtpa de LNG del proyecto propuesto PA LNG Fase 2. La participación final en el proyecto propuesto y la compra del mismo siguen estando sujetas a la negociación y finalización de un acuerdo definitivo, entre otros factores, y el HOA no vinculante no compromete a ninguna de las partes a firmar un acuerdo definitivo con respecto al proyecto propuesto.

El desarrollo del proyecto propuesto PA LNG Fase 2 está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo el aseguramiento de compromisos vinculantes con los clientes; identificar socios de proyecto y de capital adecuados; obtener y mantener permisos y aprobaciones regulatorias; obtener financiamiento; negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, incluyendo EPC definitivos, acuerdos de adquisición de capital, gobierno corporativo, ventas de LNG, contratos de suministro de gas y transporte; llegar a una decisión final de inversión positiva; y otros factores asociados con esta inversión potencial. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” del Reporte Anual.

**Proyecto de Licuefacción Vista Pacífico LNG.** Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto Vista Pacífico LNG, una potencial instalación de licuefacción, almacenamiento y exportación de gas natural a media escala que se propone estar ubicada en las cercanías de Topolobampo en Sinaloa, México, bajo un MOU no vinculante con la CFE que contempla la negociación de acuerdos definitivos que cubrirían el desarrollo del proyecto Vista Pacífico LNG. La terminal de LNG de exportación propuesta sería suministrada con gas natural de EE.UU. y utilizaría el exceso de gas natural y capacidad de ductos en los ductos existentes en México con la intención de ayudar a satisfacer la creciente demanda de gas natural y LNG en los mercados de México y del Pacífico.

Sempra Infrastructure recibió autorización de la DOE para permitir la exportación de gas natural producido en EE.UU. a México y para que el LNG producido en la terminal propuesta de Vista Pacífico LNG fuera reexportado a todos los países actuales y futuros pertenecientes al FTA y no pertenecientes al FTA.

En marzo de 2022, TotalEnergies SE y Sempra Infrastructure celebraron un MOU no vinculante que contempla la posibilidad de que TotalEnergies SE contrate aproximadamente un tercio de la producción de exportación a largo plazo del proyecto de Vista Pacífico LNG propuesto y que participe, potencialmente, como socio minoritario en el proyecto.

La participación final en y la contratación del proyecto propuesto están sujetas a la negociación y a la finalización de acuerdos definitivos, entre otros factores, y los MOUs no vinculantes no comprometen a ninguna parte a llegar a acuerdos definitivos con respecto al proyecto.

El desarrollo del proyecto propuesto Vista Pacífico LNG está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo asegurar compromisos vinculantes con los clientes; identificar socios de proyecto y de capital adecuados; obtener y mantener permisos y

aprobaciones reglamentarias; obtener financiamiento; negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, incluyendo EPC definitivos, acuerdos de adquisición de capital, gobierno corporativo, ventas de LNG, acuerdos de suministro y transporte de gas; alcanzar una decisión positiva final de inversión; el impacto de cambios recientes y propuestos a la ley en México; y otros factores asociados con esta inversión potencial. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de riesgo” en el Reporte Anual.

**Proyecto de Secuestro de Carbono de Hackberry.** Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto potencial de Secuestro de Carbono Hackberry cerca de Hackberry, Luisiana. Este proyecto propuesto en desarrollo es diseñado para secuestrar permanentemente dióxido de carbono de las instalaciones de Cameron LNG Fase 1 y el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2. En el tercer trimestre de 2021, Sempra Infrastructure presentó una solicitud a la EPA para un pozo de inyección de carbono Clase VI para avanzar este proyecto.

En mayo de 2022, Sempra Infrastructure, TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd. y Mitsubishi Corporation firmaron un Acuerdo de Participación para el desarrollo del proyecto propuesto de Secuestro de Carbono de Hackberry. En mayo de 2023, el Acuerdo de Participación fue modificado y reexpresado en relación con el progreso continuo del programa de trabajo y el presupuesto del proyecto propuesto. El Acuerdo de Participación contempla que los proyectos combinados Cameron LNG Fase 1 y Cameron LNG Fase 2 propuestos servirían potencialmente como fuente de anclaje para la captura y secuestro de dióxido de carbono por el proyecto propuesto. Asimismo, sienta las bases para que las partes adquieran una participación mediante la celebración de un JV con Sempra Infrastructure para el proyecto de Secuestro de Carbono de Hackberry. Además del Acuerdo de Participación modificado y reexpresado, en mayo de 2023, Sempra Infrastructure y Cameron LNG JV celebraron un HOA no vinculante, que establece un marco para el desarrollo del proyecto propuesto de Secuestro de Carbono de Hackberry.

El desarrollo del proyecto propuesto de Secuestro de Carbono de Hackberry está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo asegurar compromisos vinculantes con los clientes; la obtención de consentimientos de los miembros de Cameron LNG JV; la identificación de socios de proyecto y de capital adecuados; la obtención y el mantenimiento de permisos y aprobaciones reglamentarias; la obtención de financiamiento; negociar, completar y mantener acuerdos comerciales, incluyendo EPC definitivo, acuerdos de adquisición de capital y de gobierno corporativo; alcanzar una decisión positiva final de inversión; y otros factores asociados con esta inversión potencial. Para un análisis de estos riesgos, véase “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

**Acuerdos Fuera de los Balances Generales.** Nuestra inversión en Cameron LNG JV es una participación variable en una entidad no consolidada. En la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados se analizan las participaciones variables.

En junio de 2021, Sempra proporcionó un pagaré, que constituye una garantía, para el beneficio de Cameron LNG JV, con una exposición de pérdida máxima de \$165 millones de dólares. La garantía terminará ante el repago total de la deuda de Cameron LNG JV, programado a ocurrir en 2039, o restablecimiento del monto desembolsado por Sempra Infrastructure del SDSRA. Describimos esta garantía en la Nota 5 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

En julio de 2020, Sempra firmó un Contrato de Soporte, que contiene una garantía y representa un interés variable, para el beneficio de CFIN con una exposición máxima a pérdidas de \$979 millones de dólares. La garantía terminará en el momento del reembolso completo de la deuda garantizada para 2039, incluyendo el prepago en caso de un evento en el que la deuda garantizada se ponga a Sempra. Describimos esta garantía en las Notas 1, 5 y 8 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

### *Redes de Energía*

**Gasoducto de Sonora.** El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio contrato de servicio con la CFE.

Una porción del segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora cruza territorio propiedad de la tribu Yaqui que, con la excepción de algunos miembros que viven en la comunidad de BÁCUM, otorgó su consentimiento y un acuerdo de servidumbre de paso para el gasoducto en su territorio. Tras el inicio de las operaciones comerciales del tramo Guaymas-El Oro, Sempra Infrastructure informó de daños en el gasoducto en el territorio Yaqui que han dejado inoperativo ese tramo desde agosto de 2017. Las impugnaciones legales planteadas por representantes de la comunidad BÁCUM, de las que hablamos en la Nota 10 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, han impedido que Sempra Infrastructure realice las reparaciones para poner nuevamente en servicio el gasoducto. Dichas impugnaciones legales se resolvieron definitivamente en marzo de 2023 con base en el acuerdo de la CFE y Sempra Infrastructure para desviar la porción del gasoducto que se encuentra en territorio Yaqui.

Discusiones con la CFE sobre el futuro del gasoducto, están en curso de acuerdo con un MOU no vinculante anunciado en enero de 2022 que, entre otros asuntos, aborda los esfuerzos para proceder al desvío de una parte del gasoducto, lo que requerirá una

prórroga de la fecha de inicio del servicio, como se explica más adelante, o un acuerdo definitivo por separado entre Sempra Infrastructure y la CFE relativo a la reanudación de los servicios en el gasoducto. En julio de 2022, Sempra Infrastructure y la CFE celebraron un Acuerdo entre Accionistas que establece un marco para un JV entre las partes, para trabajar en reiniciar el servicio en el gasoducto, incluyendo el potencial redireccionamiento de una parte del gasoducto. Este acuerdo está sujeto a un número de condiciones a ser satisfechas antes de ser efectivo, incluyendo autorizaciones reglamentarias y corporativas.

En septiembre de 2019, Sempra Infrastructure y la CFE llegaron a un acuerdo para modificar la estructura de tarifas y ampliar el plazo del contrato por 10 años. Conforme al contrato modificado, la CFE reanudará los pagos sólo cuando la sección dañada del segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora vuelva a estar en servicio. Si las partes no llegan a un acuerdo definitivo para desviar una parte del gasoducto o si las partes no acuerdan una nueva fecha de inicio del servicio para el 30 de noviembre de 2023, Sempra Infrastructure se reserva el derecho de rescindir el contrato y tratar de recuperar sus costos razonables y documentados y sus perjuicios.

Al 30 de septiembre de 2023, Sempra Infrastructure tenía \$411 millones de dólares en PP&E, neto, relacionados con el segmento Guaymas-El Oro del ducto de Sonora, el cual podría estar sujeto a deterioro si Sempra Infrastructure es incapaz de redirigir una porción del gasoducto (lo cual aún no ha sido acordado por las partes, pero está sujeto a negociación en virtud de un MOU no vinculante y un Acuerdo entre Accionistas, como se ha descrito anteriormente) y reanudar las operaciones, o si Sempra Infrastructure da por terminado el contrato y no puede obtener recuperación, lo cual en cada caso podría tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

**Terminales de Productos Refinados.** En mayo de 2022, Sempra Infrastructure terminó sustancialmente la construcción de una terminal para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Topolobampo, momento en que comenzaron las actividades de puesta en marcha. Esperamos que la terminal de Topolobampo empiece actividades comerciales en la primera mitad del 2024, sujeto a que la CRE apruebe las tarifas reguladas.

Sempra Infrastructure también está desarrollando terminales para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en las cercanías de Manzanillo y Ensenada.

El desarrollo y la construcción de terminales de productos refinados está sujeta a una serie de riesgos e incertidumbres. Para un análisis de estos riesgos e incertidumbres, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

**Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur.** Sempra Infrastructure ha comenzado la adquisición y las actividades de ingeniería relacionadas con la construcción del Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur, un gasoducto de 72 millas que conecta el proyecto PA LNG Fase 1 con Gillis, Louisiana. En abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación del Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur, que se utilizará para suministrar gas al proyecto PA LNG Fase 1. En julio de 2023, Sempra Infrastructure presentó una solicitud de modificación limitada a la FERC para introducir mejoras en el proceso de construcción y pequeñas modificaciones en varias secciones del Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur. Con estas modificaciones se pretende reducir el impacto ambiental, atender las peticiones de los propietarios de las tierras y mejorar los procedimientos de construcción. La FERC ha publicado un programa que anticipa la emisión de una valoración ambiental para el proyecto en febrero de 2024. Esperamos que el Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur esté listo para entrar en servicio antes de las necesidades de gas del proyecto PA LNG Fase 1. Esperamos que los gastos de capital para el proyecto serán de aproximadamente \$1 mil millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados al nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El monto real de estos gastos de capital puede diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

El desarrollo y la construcción del Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur está sujeto a un número de riesgos e incertidumbres. Para una discusión de estos riesgos e incertidumbres, véase “Parte I - Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

**Almacenamiento de Louisiana (LA).** Sempra Infrastructure ha comenzado la adquisición y las actividades de ingeniería relacionadas con la construcción del Almacenamiento LA, una instalación de almacenamiento de gas natural en caverna salina de 12.5 Bcf para apoyar el proyecto PA LNG Fase 1. La construcción incluye un gasoducto de 11 millas que se conectará al Conector a Louisiana del gasoducto de Port Arthur. En septiembre de 2022, la FERC aprobó el desarrollo del proyecto. Esperamos que el Almacenamiento LA esté listo de forma oportuna para apoyar las necesidades del proyecto PA LNG Fase 1. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto serán de aproximadamente \$300 millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados a nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El monto real de estos gastos de capital puede diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

El desarrollo y la construcción del Almacenamiento LA está sujeto a un número de riesgos e incertidumbres. Para una discusión de estos riesgos e incertidumbres, véase “Parte I - Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

### *Asuntos Legales y Reglamentarios*

Véase la Nota 10 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual para una descripción de los siguientes asuntos legales y reglamentarios que afectan a nuestras operaciones en México:

#### **Energía Costa Azul**

- [Disputas Inmobiliarias](#)
- [Permisos de Impacto Ambiental y Social](#)

Una o más decisiones finales desfavorables sobre estas disputas inmobiliarias o desafíos de impacto ambiental o social podrían afectar adversa y materialmente nuestras operaciones de regasificación de gas natural existentes y los proyectos propuestos de licuefacción de gas natural en las instalaciones de la Terminal ECA Regasificación y tener un efecto adverso material en el negocio, los resultados de operación, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

#### **Acciones Reglamentarias y Otras del Gobierno Mexicano**

- [Reformas a la Ley de Hidrocarburos de México](#)
- [Reformas a la Ley de la Industria Eléctrica de México](#)

Sempra Infrastructure y otras partes afectadas por estas modificaciones de la legislación mexicana las han impugnado mediante la presentación de amparos y otras demandas, algunas de las cuales siguen pendientes de resolver. Una decisión desfavorable sobre uno o más de estos amparos u otras impugnaciones, el impacto de las modificaciones que han entrado en vigor (debido a amparos improcedentes o por otras razones), o la posibilidad de futuras modificaciones a la industria energética a través de reformas adicionales a las leyes, regulaciones o reglamentos de México (incluyendo mediante reformas a la constitución) pueden afectar nuestra capacidad de operar nuestras instalaciones a los niveles existentes o en lo absoluto, pueden resultar en un aumento de los costos para Sempra Infrastructure y sus clientes, pueden afectar negativamente nuestra capacidad de desarrollar nuevos proyectos, pueden resultar en una disminución de ingresos y flujos de efectivo y pueden impactar negativamente nuestra capacidad de recuperar el valor contable de nuestras inversiones en México, cualquiera de las cuales puede tener un efecto material adverso en el negocio de Sempra, resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

## FUENTES Y USO DE EFECTIVO

Las siguientes tablas incluyen únicamente cambios significativos en las actividades de flujo de efectivo para cada una de las entidades registradas.

### FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS

(En millones de dólares)

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ 5,129	\$ 1,484	\$ 1,264
2022	1,455	1,368	(762)
Cambio	\$ 3,674	\$ 116	\$ 2,026
Menor disminución neta de la Reserva para costos de Aliso Canyon, circulante y no circulante, debido a una reducción de \$2,098 de pagos compensada por \$258 menores acumulaciones	\$ 1,831		\$ 1,831
Cambio en el margen neto contabilizado	1,201	\$ (62)	
Cambio en las cuentas de impuesto por pagar/cobrar, neto	371	70	
Mayor utilidad neta, ajustada por elementos no en efectivo incluidos en las ganancias	338		466
Cambio en cuentas por cobrar	315	(179)	242
Cambio en activos/pasivos reglamentarios, circulantes y no circulantes	260	314	(51)
Cambio en ingresos diferidos	111		
Mayores obligaciones de las emisiones de GHG	77		68
Cambio en la garantía mantenida en lugar de las cartas de crédito de un cliente	(76)		
Recursos recibidos en 2022 de cuentas por cobrar de seguros por costos de Aliso Canyon	(350)		(350)
Cambio en cuentas por pagar	(583)	(89)	(291)
Cambio en gastos pagados por anticipado		23	
Cambio en intereses por pagar		22	
Cambios en los montos adeudados a/por afiliadas no consolidadas		(91)	50
Otros	179	108	61
	\$ 3,674	\$ 116	\$ 2,026

### FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ (6,304)	\$ (1,838)	\$ (1,451)
2022	(3,183)	(1,643)	(1,394)
Cambio	\$ (3,121)	\$ (195)	\$ (57)
Aumento en los gastos de capital	\$ (2,534)	\$ (242)	\$ (57)
Reembolso en 2022 del pagaré por cobrar de IMG	(626)		
Otros	39	47	
	\$ (3,121)	\$ (195)	\$ (57)

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO***(En millones de dólares)*

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ 2,198	\$ 593	\$ 192
2022	1,936	469	2,172
Cambio	\$ 262	\$ 124	\$ (1,980)
Cambio en préstamos y reembolsos de deuda a corto plazo, neto	\$ 2,067	\$ 196	\$ 278
Mayores contribuciones de NCI	1,021		
Menores recompras de acciones comunes	446		
Mayores (menores) emisiones de deuda a corto plazo con vencimientos superiores a 90 días	205		(800)
Mayores dividendos comunes pagados	(39)		
Liquidación de swaps de divisas	(99)		
Mayores distribuciones de NCI	(143)		
Menores ingresos de las ventas de NCI	(494)		
Mayores pagos de deuda a largo plazo y de arrendamientos financieros	(725)	(438)	(305)
(Mayores) menores pagos de papel comercial y otra deuda a corto plazo con vencimientos superiores a 90 días	(1,928)	375	(800)
Contribuciones de capital de Sempra en 2022			(650)
Mayores emisiones de deuda a largo plazo			300
Otros	(49)	(9)	(3)
	\$ 262	\$ 124	\$ (1,980)

**Gastos de Capital e Inversiones****GASTOS DE CAPITAL E INVERSIONES***(En millones de dólares)*

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2023	2022
SDG&E	\$ 1,893	\$ 1,651
SoCalGas	1,451	1,394
Sempra Texas Utilities	270	256
Sempra Infraestructure	2,736	508
Sociedad Controladora y otros	5	6
Total	\$ 6,355	\$ 3,815

Al haber llegado a una decisión de inversión final positiva para el proyecto PA LNG Fase 1 y al haber recibido Oncor una orden final de la PUCT en su revisión exhaustiva de la tarifa base, hemos actualizado nuestros gastos de capital e inversiones previstos con respecto a lo que revelamos en la "Parte II - Punto 7. MD&A - Recursos de Capital y Liquidez" en el Reporte Anual. De 2023 a 2027, esperamos realizar gastos de capital e inversiones agregados de aproximadamente \$38.6 mil millones de dólares, sujeto a los factores descritos a continuación, que podrían hacer que estas estimaciones varíen sustancialmente. Los importes de los gastos de capital incluyen los intereses capitalizados y los AFUDC relacionados con la deuda.

Al (i) incluir la participación proporcional de Sempra en los gastos de capital previstos en inversiones no consolidadas bajo el método de participación, excluyendo al mismo tiempo las aportaciones de capital previstas de Sempra a dichas inversiones no consolidadas bajo el método de participación, y (ii) excluyendo la participación proporcional de NCI en los gastos de capital previstos en Sempra y en las inversiones no consolidadas bajo el método de participación, esperamos que los gastos de capital de 2023 a 2027 asciendan a \$40 mil millones de dólares. Esta expectativa de \$40 mil millones de dólares refleja un aumento en comparación con los gastos de capital totales, calculados de la misma manera, que proyectamos en 2017 para el periodo comprendido entre 2017 a 2021, que fue de \$15 mil millones de dólares. Además, esperamos un aumento enfocado en servicios públicos entre el 10% y el 20% por encima del monto de \$40 mil millones de dólares cuando actualicemos nuestro plan de gastos de capital 2024 a 2028.

Nuestros servicios públicos representan aproximadamente el 90% de este plan de gastos de capital de \$40 mil millones de dólares. Esperamos que esta importante inversión de capital en mejoras de transmisión y distribución en nuestros servicios públicos regulados aumente nuestra tarifa de servicios públicos, que ha aumentado aproximadamente 3.2 veces de 2017 a 2022, sobre la tarifa base de \$8.5 mil millones de dólares y \$5.5 mil millones de dólares en SDG&E y SoCalGas, respectivamente, en 2017

comparado con los \$13.8 mil millones de dólares, \$10.5 mil millones de dólares, \$20.7 mil millones de dólares y \$256 millones de dólares en SDG&E, SoCalGas, Oncor, y Sharyland Utilities, L.L.C., respectivamente, en 2022. Para SDG&E y SoCalGas, la tarifa base es el valor de los activos sobre los que SDG&E y SoCalGas están autorizadas a obtener una tasa de rendimiento específica de acuerdo con las normas establecidas por las agencias regulatorias, incluida la CPUC y, para SDG&E, la FERC, que se calcula utilizando un promedio ponderado de 13 meses de acuerdo con la metodología de la CPUC adoptada en los procedimientos de fijación de tarifas. Para Oncor y Sharyland Utilities, L.L.C., la tarifa base representa el capital total invertido estimado, ajustado de acuerdo con las normas de la PUCT, al final del año natural anterior, tal y como se recoge en el Informe de Supervisión de Ingresos presentado ante la PUCT anualmente.

En 2023, esperamos realizar gastos de capital e inversiones por aproximadamente \$9.4 mil millones de dólares, que es un aumento de los \$5.7 mil millones de dólares proyectados en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez” en el Reporte Anual. El aumento se atribuye principalmente a un aumento de \$3.4 mil millones de dólares en Sempra Infrastructure principalmente relacionados con el proyecto PA LNG Fase 1, un aumento de \$200 millones de dólares en SDG&E relacionados con proyectos de almacenamiento de energía y un aumento de \$100 millones de dólares en Sempra Texas Utilities. Esperamos que la mayor parte de nuestros gastos de capital e inversiones en 2023 estén relacionados con la construcción del proyecto PA LNG Fase 1, el proyecto ECA LNG Fase 1 y los gasoductos de gas natural en Sempra Infrastructure, con las mejoras de transmisión y distribución en nuestros servicios públicos regulados.

Nuestro nivel de gastos de capital e inversiones en los próximos años puede variar sustancialmente y dependerá, entre otras cosas, del costo y la disponibilidad de financiación, las aprobaciones reglamentarias, los cambios en la legislación fiscal y las oportunidades de negocio que ofrezcan tasas de rentabilidad deseables. Véase “Parte I - Punto 1A. Factores de Riesgo” del Reporte Anual para un análisis de estos y otros factores que podrían afectar a los niveles futuros de nuestros gastos de capital e inversiones. Pretendemos financiar nuestros gastos de capital de forma que mantengamos nuestra calificación crediticia de grado de inversión y nuestra estructura de capital, pero no hay garantía de que podamos hacerlo.

---

## ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

La administración ve ciertas estimaciones contables como críticas dado que su aplicación es la más relevante, sujeta a juicios y/o relevante para nuestra posición financiera y resultados de operación, y/o porque requieren el uso de juicios y estimaciones materiales. Describimos las estimaciones contables críticas en la “Parte II – Punto 7. MD&A” en el Reporte Anual.

---

## NUEVAS NORMAS CONTABLES

Describimos cualquiera de los pronunciamientos recientes que tienen o pueden tener un efecto significativo en nuestros estados financieros y/o reportes en la Nota 2 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

---

## PUNTO 3. INFORMACIÓN CUANTITATIVA Y CUALITATIVA SOBRE RIESGO DE MERCADO

Proporcionamos revelaciones respecto a actividades con derivados en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados. Describimos nuestro riesgo de mercado y políticas de riesgo en detalle en “Parte II – Punto 7A. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado” en el Reporte Anual.

## RIESGO DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS

Sempra Infrastructure se encuentra expuesta a los riesgos de precio de materias primas indirectamente a través de su LNG, sus gaseoductos y almacenamiento de gas natural, y sus recursos generadores de energía. En los primeros nueve meses de 2023, un cambio hipotético del 10% al precio de materias primas que habría resultado en un cambio en el valor razonable de nuestros derivados en materias primas de gas natural y electricidad de \$16 millones de dólares al 30 de septiembre de 2023, comparado con \$24 millones de dólares al 31 de diciembre de 2022.

El valor en riesgo a un día de las posiciones de las materias primas de SDG&E y SoCalGas fueron de \$2 millones de dólares y \$14 millones de dólares, respectivamente al 30 de septiembre de 2023 comparado con \$25 millones de dólares y \$2 millones de dólares, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022.

## RIESGO DE TASA DE INTERÉS

La siguiente tabla presenta los montos nominales de nuestra deuda:

<b>IMPORTE NOMINAL DE LA DEUDA<sup>(1)</sup></b> (En millones de dólares)						
	30 de septiembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Sempra	SDG&E	SoCalGas	Sempra	SDG&E	SoCalGas
<b>Corto plazo:</b>						
Sempra California	\$ 421	\$ —	\$ 421	\$ 1,105	\$ 205	\$ 900
Otros	1,558	—	—	2,247	—	—
<b>Largo plazo:</b>						
Tasa fija de Sempra California	\$ 15,109	\$ 8,350	\$ 6,759	\$ 13,159	\$ 7,400	\$ 5,759
Tasa variable de Sempra California	400	400	—	700	400	300
Otra tasa fija	11,322	—	—	10,079	—	—
Otra tasa variable	826	—	—	575	—	—

<sup>(1)</sup> Después de los efectos de los swaps de tasa de interés. Antes de las reducciones por descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros.

Un análisis de sensibilidad al riesgo de tasas de interés mide el riesgo de tasas de interés calculando las variaciones estimadas en utilidades atribuibles a acciones comunes (pero sin considerar los intereses capitalizados y los impactos en las participaciones de utilidades de la deuda en nuestras inversiones bajo el método de participación) que resultarían de un cambio hipotético en las tasas de interés de mercado. Las utilidades atribuibles a acciones comunes se ven afectadas por los cambios en las tasas de interés de la deuda a corto plazo y de la deuda a largo plazo a tasa variable. Si las tasas de interés promedio ponderadas sobre la deuda pendiente a corto plazo al 30 de septiembre de 2023 aumentaran o disminuyeran en un 10%, el cambio en las utilidades atribuibles a acciones comunes durante el período de 12 meses terminado el 30 de septiembre de 2024 sería aproximadamente \$7 millones de dólares. Si las tasas de interés aumentaran o disminuyeran en un 10% sobre toda la deuda a largo plazo a tasa variable al 30 de septiembre de 2023, después de considerar los efectos de los swaps de tasas de interés, el cambio en las utilidades atribuibles a acciones comunes durante el período de 12 meses terminado el 30 de septiembre de 2024 sería de aproximadamente \$4 millones de dólares.

## RIESGOS POR TIPO DE CAMBIO Y TASAS INFLACIONARIAS

Describimos nuestros riesgos a tipos de cambio e inflación en “Parte I – Punto 2. MD&A – Impacto de Tipo de Cambio y Tasas Inflacionarias en los Resultados de Operación” en este reporte y en “Parte II – Punto 7. MD&A – Impacto de Tipo de Cambio y Tasas Inflacionarias en los Resultados de Operación” en el Reporte Anual. Al 30 de septiembre de 2023, no había cambios significativos a nuestra exposición al riesgo de tipo de cambio desde el 31 de diciembre de 2022.

En 2022 y 2023 a la fecha, SDG&E y SoCalGas han experimentado presiones inflacionarias derivadas de los aumentos de diversos costos, incluidos el costo del gas natural, el combustible eléctrico y la energía adquirida, la mano de obra, los materiales y los suministros, así como disponibilidad de mano de obra y materiales. Sempra Texas Utilities ha experimentado un aumento en los costos de mano de obra y materiales y no tiene mecanismos reglamentarios específicos que permitan la recuperación de costos más altos debido a la inflación; en lugar de ello, la recuperación se limita a la actualización de tarifas a través de los rastreadores de capital y las revisiones de la tarifa base, lo que puede dar lugar a una no recuperación parcial debido al desfase reglamentario. Si dichos costos siguen estando sometidos a presiones inflacionarias significativas y no pudiéramos recuperar totalmente dichos costos más elevados en las tarifas o se produjera un retraso en la recuperación, este aumento de los costos podría tener un efecto significativo en los resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra, SDG&E y SoCalGas.

Sempra Infrastructure ha experimentado presiones inflacionarias derivadas del aumento de diversos costos, entre ellos el de la mano de obra, los materiales y los suministros. Sempra Infrastructure suele asegurar contratos a largo plazo denominados o referenciados en dólares de los EE.UU. que se ajustan periódicamente a los factores del mercado, incluida la inflación, y suele firmar contratos a tanto alzado para sus grandes proyectos de construcción en los que gran parte del riesgo durante la construcción es absorbido o compensado por el contratista de EPC. Si los costos adicionales son sometidos a presiones inflacionarias significativas, es posible que no podamos recuperar totalmente dichos costos más altos a través de ajustes contractuales por inflación, lo que podría tener un efecto significativo en los resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

---

## PUNTO 4. CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

### **EVALUACIÓN DE CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS DE REVELACIÓN**

Sempre, SDG&E y SoCalGas mantienen controles y procedimientos de divulgación designados para asegurar que la información que requiera ser divulgada en sus reportes presentados o registrados bajo la Ley del Mercado de Valores, sea almacenada, procesada, resumida y reportada dentro del periodo de tiempos especificado en las reglas y formatos de la SEC y sea acumulada y comunicada a la administración de cada compañía, incluyendo al director general respectivo y al director de finanzas respectivo, para permitir la oportuna toma de decisiones respecto de la revelación requerida. Al diseñar y evaluar estos controles y procedimientos, la administración de cada compañía reconoce que cada sistema de controles y procedimientos, no obstante, lo bien diseñado y operado que se encuentre, puede brindar sólo cierta certeza razonable respecto de los objetivos de control deseados; consecuentemente, la administración de cada compañía aplica juicios al evaluar la relación costo-beneficio de posibles controles y procedimientos.

Bajo la supervisión y con la participación de los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempre, SDG&E y SoCalGas, la administración de cada compañía evalúa la eficacia del diseño y operación de sus controles y procedimientos de divulgación al 30 de septiembre de 2023, el fin del periodo cubierto en el presente reporte. Con base en estas evaluaciones, los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempre, SDG&E y SoCalGas concluyeron que los procedimientos y controles de divulgación de sus respectivas compañías eran efectivos al nivel de certeza razonable a dicha fecha.

### **CONTROLES INTERNOS DE REPORTE FINANCIERO**

No ha habido cambios en los controles internos de reporte financiero de Sempre, SDG&E o SoCalGas durante el trimestre fiscal más reciente que haya afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecte materialmente, cualquier control interno de reporte financiero de cualquiera de esas compañías.

---

## PARTE II – OTRA INFORMACIÓN

---

### **PUNTO 1. PROCEDIMIENTOS LEGALES**

No somos parte de, y nuestra propiedad no es objeto de ningún procedimiento legal significativo pendiente (fuera de cualesquier litigios ordinarios de rutina incidentales a nuestros negocios) excepto por los asuntos (1) descritos en las Notas 9 y 10 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en las Notas 15 y 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual o (2) referidos en “Parte I – Punto 2. MD&A” en este reporte o en “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” o “Parte II – Punto 7. MD&A” en el Reporte Anual.

---

### **PUNTO 1A. FACTORES DE RIESGO**

Al evaluar nuestra compañía y sus afiliadas y cualquier inversión en nuestros valores o en los suyos, debe considerar cuidadosamente los factores de riesgo y toda la demás información contenida en este reporte y en los demás documentos que presentamos a la SEC (incluidos los presentados con posterioridad a este reporte), incluidos los factores expuestos en la “Parte I – Punto 2. MD&A” en este reporte y en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y en la “Parte II – Punto 7. MD&A” en el Reporte Anual. Cualquiera de los riesgos y otra información contenida en este reporte o cualquiera de los factores de riesgo revelados en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” o “Parte II - Punto 7. MD&A” del Reporte Anual, así como riesgos adicionales e incertidumbres que no son actualmente conocidas por nosotros o que actualmente consideramos que no son significativos, podrían afectar adversa y significativamente nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo, proyecciones y/o los precios de cotización de nuestros valores o de nuestras subsidiarias.

---

## PUNTO 5. OTRA INFORMACIÓN

- (a) Ninguna.
- (b) Ninguna.
- (c) Durante el trimestre fiscal más reciente, ningún consejero o funcionario de Sempra, SDG&E o SoCalGas, según se define en la Regla 16a-1(f) de la Ley del Mercado de Valores, adoptó o finalizó un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1, según se define en el Punto 408(a) del Reglamento S-K de la SEC, o un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1, según se define en el Punto 408(c) del Reglamento S-K de la SEC.

## PUNTO 6. ANEXOS

Los anexos listados más adelante se relacionan a cada registrante según se indica. A menos que se indique de otra forma, los anexos incorporados por referencia al presente fueron presentados bajo el Número de Expediente 1-14201 (Sempra), Número de Expediente 1-40 (Pacific Lighting Corporation), Número de Expediente 1-03779 (San Diego Gas & Electric Company) y/o Número de Expediente 1-01402 (Southern California Gas Company).

### ÍNDICE DE ANEXOS

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Incorporado por Referencia			
		Presentado o Proporcionado	Forma	Anexo o Apéndice	Fecha de Presentación
<b>ANEXO 3 -- ACTA CONSTITUTIVA Y ESTATUTOS</b>					
<i>Sempra</i>					
3.1	<a href="#">Modificación y Reexpresión del Acta Constitutiva de Sempra vigente el 23 de mayo de 2008.</a>		10-K	3.1	27/02/20
3.2	<a href="#">Certificado de Determinación de Preferencias de 6% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, con rendimiento de 6%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 5 de enero de 2018.</a>		8-K	3.1	09/01/18
3.3	<a href="#">Certificado de Determinación de Preferencias de 6.75% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, con rendimiento de 6.75%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de julio de 2018.</a>		8-K	3.1	13/07/18
3.4	<a href="#">Certificado de Determinación de Preferencias del 4.875% de las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija, Serie C de Sempra, (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija de 4.875%, Serie C) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de junio de 2020.</a>		8-K	3.1	15/06/20
3.5	<a href="#">Certificado de Modificación del Acta Constitutiva Reexpresada de Sempra de fecha 12 de mayo de 2023.</a>		8-K	3.1	16/05/23
3.6	<a href="#">Estatutos de Sempra (modificados al 12 de mayo de 2023).</a>		8-K	3.2	16/05/23
<i>San Diego Gas &amp; Electric Company</i>					
3.7	<a href="#">Acta Constitutiva Reexpresada de San Diego Gas &amp; Electric Company efectiva al 15 de agosto de 2014.</a>		10-K	3.4	26/02/15
3.8	<a href="#">Estatutos de San Diego Gas &amp; Electric Company (modificados al 26 de octubre de 2016).</a>		10-Q	3.1	02/11/16
<i>Southern California Gas Company</i>					
3.9	<a href="#">Acta Constitutiva Reexpresada de Southern California Gas Company efectiva al 7 de octubre de 1996.</a>		10-K	3.01	28/03/97
3.10	<a href="#">Estatutos de Southern California Gas Company (modificados al 30 de enero de 2017).</a>		8-K	3.1	31/01/17
<b>ANEXO 4 – INSTRUMENTOS QUE DEFINEN LOS DERECHOS DE LOS TENEDORES DE VALORES, INCLUIDAS LAS ESCRITURAS</b>					
Algunos instrumentos que definen los derechos de los tenedores de instrumentos de deuda a largo plazo no deben presentarse ni incorporarse por referencia en el presente documento, de conformidad con el punto 601(b)(4)(iii)(A) del Reglamento S-K. Cada registrante se compromete a proporcionar una copia de dichos instrumentos a la SEC cuando ésta lo solicite.					
<i>Sempra / San Diego Gas &amp; Electric Company</i>					
4.1	<a href="#">Septuagésima Quinta Escritura Complementaria de fecha 11 de agosto de 2023.</a>		8-K	4.1	11/08/23

**ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)**

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Incorporado por Referencia		
		Presentado o Proporcionado	Forma	Anexo o Apéndice
<b>ANEXO 10 -- CONTRATOS MATERIALES</b>				
<i>Sempra</i>				
10.1	<a href="#">Reexpresión del Plan de Incentivos a Largo Plazo de Sempra 2019.</a>	X		
10.2	<a href="#">Reexpresión del Plan de Ahorro para Empleados y Consejeros de Sempra, anteriormente conocido como Plan de Compensación Diferida 2005 de Sempra.</a>	X		

**ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)**

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o Proporcionado
<b>ANEXO 31 -- SECCIÓN 302 CERTIFICACIONES</b>		
<i>Sempra</i>		
31.1	<a href="#">Certificación del Director General de Sempra conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
31.2	<a href="#">Certificación del Director Financiero de Sempra conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
<i>San Diego Gas &amp; Electric Company</i>		
31.3	<a href="#">Certificación del Director General de San Diego Gas &amp; Electric Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
31.4	<a href="#">Certificación del Director Financiero de San Diego Gas &amp; Electric Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
31.5	<a href="#">Certificación del Director General de Southern California Gas Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
31.6	<a href="#">Certificación del Director Financiero de Southern California Gas Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.</a>	X
<b>ANEXO 32 -- SECCIÓN 906 CERTIFICACIONES</b>		
<i>Sempra</i>		
32.1	<a href="#">Certificación del Director General de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X
32.2	<a href="#">Certificación del Director Financiero de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X
<i>San Diego Gas &amp; Electric Company</i>		
32.3	<a href="#">Certificación del Director General de San Diego Gas &amp; Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X
32.4	<a href="#">Certificación del Director Financiero de San Diego Gas &amp; Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
32.5	<a href="#">Certificación del Director General de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X
32.6	<a href="#">Certificación del Director Financiero de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.</a>	X

## ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o Proporcionado
<b>ANEXO 101 -- ARCHIVO DE DATOS INTERACTIVO</b>		
101.INS	Documento de instancia XBRL: el documento respectivo no aparece en el archivo de datos interactivos porque sus etiquetas XBRL están integradas en el documento XBRL en línea.	X
101.SCH	Documento de Esquema de Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.CAL	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.DEF	Documento <i>Linkbase</i> de Definición de la Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.LAB	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Etiqueta de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.PRE	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Presentación de la Taxonomía XBRL en línea.	X
<b>ANEXO 104 -- PORTADA DE ARCHIVO DE DATOS INTERACTIVOS</b>		
104	Portada de Archivo de Datos Interactivo (formateado como XBRL en línea y contenido en el Anexo 101).	

## FIRMAS

### **Sempra:**

De conformidad con los requisitos de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito debidamente autorizado.

SEMPRA,  
(Registrante)

Fecha: 3 de noviembre de 2023

Por: /s/ Peter R. Wall

Peter R. Wall

Vicepresidente Senior, Contralor y Director de Contabilidad  
(Funcionario Debidamente Autorizado)

### **San Diego Gas & Electric Company:**

De conformidad con los requisitos de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito debidamente autorizado.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY,  
(Registrante)

Fecha: 3 de noviembre de 2023

Por: /s/ Valerie A. Bille

Valerie A. Bille

Vicepresidente, Controlador y Director de Contabilidad  
(Funcionario Debidamente Autorizado)

### **Southern California Gas Company:**

De conformidad con los requisitos de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito debidamente autorizado.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY,  
(Registrante)

Fecha: 3 de noviembre de 2023

Por: /s/ Mia L. DeMontigny

Mia L. DeMontigny

Vicepresidente Senior, Director de Finanzas y de  
Contabilidad (Funcionario Debidamente Autorizado)

## Principales diferencias entre las Normas Internacionales de Información Financiera y los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América que aplican a Sempra Energy

El propósito de esta carta es resumir las diferencias importantes entre los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América (en adelante, los "U.S. GAAP", por sus siglas en inglés) y las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, las "IFRS", por sus siglas en inglés) para efectos de cumplir con el Artículo 79, sección II, de las disposiciones generales aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado de valores, emitidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (en adelante, la "CNBV", por sus siglas en español).

Los estados financieros consolidados condensados auditados de Sempra Energy para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y a dicha fecha, han sido preparados de conformidad con los U.S. GAAP, y difieren en algunos aspectos de las IFRS.

A continuación, se resumen las principales publicaciones de autoridad sobre las IFRS:

- IFRS
- Normas Internacionales de Contabilidad (en adelante, las "IAS", por sus siglas en inglés)
- Comité Internacional de Interpretación de Informes Financieros (en adelante, el "IFRIC", por sus siglas en inglés)

A continuación, se resumen las principales publicaciones de autoridad sobre los U.S. GAAP:

- Codificación de las normas de contabilidad de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (en adelante, la "ASC", por sus siglas en inglés)
- Comisión de Valores y Bolsa de los Estados Unidos (en adelante, la "SEC", por sus siglas en inglés) Reglamento S-X

Las principales diferencias entre las IFRS y los U.S. GAAP que aplican a la Compañía se resumen a continuación:

<b>Presentación de estados financieros</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 1)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 205-10, ASC 220-10, ASC 505-10, ASC 810-10) y SEC Reglamento S-X</b>
Estados financieros comparativos	Una entidad debe proporcionar un año de información financiera comparativa.	No existe ningún requisito específico de conformidad con los U.S. GAAP para presentar los estados financieros comparativos. Generalmente, se presenta por lo menos un año de información financiera comparativa. Las empresas que cotizan en

		bolsa están sujetas a las normas y reglamentos de la SEC, que suelen exigir dos años de información financiera comparativa para el estado de resultados y los de evolución de patrimonio neto y de flujos de efectivo.
Clasificación – gastos	Una entidad puede presentar sus gastos ya sea por función o por naturaleza. Se requieren ciertas revelaciones si la entidad va a presentar los gastos por función.	Una entidad puede presentar su estado de resultados en (1) un formato de un sólo paso (todos los gastos se clasifican por función y se deducen de los ingresos totales para obtener los ingresos antes de impuestos), o (2) un formato de varios pasos (los gastos operativos y no operativos se separan antes de presentar los ingresos antes de impuestos).

### Presentación de informes por segmentos

Tema	IFRS (IFRS 8)	U.S. GAAP (ASC 280-10)
Presentación de informes por segmentos	Las entidades están obligadas a identificar los segmentos operativos con base en el “principio medular”, independientemente de la forma de organización utilizada.	Una entidad con una forma de organización matricial debe determinar los segmentos operativos con base en los productos y servicios, más que sobre la de componentes geográficos u otra información.

### Estado de flujos de efectivo

Tema	IFRS (IAS 1 e IAS 7)	U.S. GAAP (ASC 230-10)
Presentación de efectivo restringido	No existen lineamientos específicos sobre si las cantidades descritas generalmente como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones deben incluirse en los saldos iniciales y finales de efectivo y equivalentes de efectivo de una entidad, tal como se presentan en el estado de flujos de efectivo. Sin embargo, los montos que generalmente se describen como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones no se incluyen en estos saldos del estado de flujos de efectivo, a menos que una entidad clasifique esos montos como efectivo y equivalentes de efectivo de su balance general.	Las cantidades que generalmente se describen como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones se deben incluir en los saldos iniciales y finales de efectivo y equivalentes de efectivo de una entidad, tal como se presentan en el estado de flujos de efectivo, independientemente de que se incluyan o no en el efectivo y los equivalentes de efectivo del balance general.
Intereses y dividendos	Una entidad debe optar por políticas	Los intereses pagados y recibidos se deben

pagados y recibidos	<p>contables para presentar (1) los intereses recibidos y (2) los dividendos recibidos como actividades de operación o de inversión.</p> <p>Una entidad debe optar por políticas contables para presentar (1) los intereses pagados y (2) los dividendos pagados como actividades de operación o de financiación.</p> <p>Los flujos de efectivo de los intereses y dividendos recibidos y pagados deben publicarse por separado.</p>	<p>clasificar como actividades operativas.</p> <p>Por lo general, los dividendos recibidos se deben clasificar como actividades operativas porque se consideran rendimientos de la inversión de la entidad.</p> <p>Los dividendos pagados se deben clasificar como actividades de financiación.</p> <p>Los flujos de efectivo de los intereses pagados deben publicarse por separado si se utiliza el método indirecto.</p>
Arrendamientos	<p>El arrendatario debe presentar los pagos relacionados con sus arrendamientos en el estado de flujos de efectivo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación.</li> </ul> <p>Presentar la parte de interés del pago como una actividad de financiación o una operativa, dependiendo de la decisión sobre la política contable del arrendatario, de conformidad con la IAS 7.</p>	<p>El arrendatario debe presentar los pagos relacionados con sus arrendamientos en el estado de flujos de efectivo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Arrendamientos financieros:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación.</li> <li>• Presentar la parte de interés del pago como una actividad operativa.</li> </ul> </li> <li>• <i>Arrendamientos operativos:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar los pagos como una actividad operativa.</li> </ul> </li> </ul>

<b>Consolidación</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 10, IFRS 12, IFRS 3)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 810-10)</b>
Modelos de consolidación	<p>Existe un único modelo de consolidación que se aplica a todas las entidades. Por lo tanto, el concepto de entidad de interés variable (VIE, por sus siglas en inglés) no existe de conformidad con la IFRS 10.</p> <p>Aunque el concepto de VIE no existe, el modelo de consolidación y la determinación de quién tiene una participación financiera controladora en una entidad de conformidad con la IFRS 10 son similares a los de la ASC 810-10. Por lo general, el análisis de consolidación en cada marco dará lugar a la misma conclusión de consolidación.</p>	<p>Existen dos modelos para determinar cuándo es apropiada la consolidación. Si una entidad informante tiene una participación en una VIE, tal entidad debe aplicar el modelo de consolidación de VIE, que se basa en la facultad y la economía, de conformidad con la ASC 810-10. Si una entidad informante tiene una participación en una entidad que no sea VIE, tal entidad debe aplicar el modelo de consolidación basado en el control de los votos (el modelo de entidad con derecho a voto) de conformidad con la ASC 810-10.</p>
Definición de "control" e identificación del beneficiario en primer lugar	<p>La consolidación se basa únicamente en el concepto de control de un inversionista sobre una empresa participada. En el párrafo 7 de la IFRS 10 se identifican tres elementos de</p>	<p>La base para consolidar una entidad depende de si es una VIE o una con derecho a voto:</p> <p><i>Modelo de VIE</i> – Una entidad aplica una</p>

	<p>dicho control:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• "Autoridad sobre la entidad participada".</li> <li>• "Exposición, o derechos, a rendimientos variables por la participación en la entidad participada".</li> <li>• "La capacidad de utilizar su autoridad sobre la entidad participada para afectar el monto de los rendimientos del inversionista".</li> </ul> <p>El inversionista debe poseer los tres elementos para que se concluya que controla a la entidad participada, y debe considerar todos los hechos y circunstancias al evaluar si tiene control sobre la entidad participada.</p>	<p>evaluación cualitativa basada en la autoridad y la economía para determinar qué entidad es la beneficiaria en primer lugar de la entidad jurídica y, por lo tanto, debe consolidar a la VIE. El beneficiario en primer lugar tiene a la vez tanto (1) la autoridad de dirigir las actividades de la VIE que mayormente afectan sus resultados económicos, como (2) la obligación de absorber las pérdidas o el derecho a recibir beneficios de la VIE que potencialmente podrían ser importantes para ella.</p> <p><i>Modelo de entidad con derecho a voto</i> – Una entidad usualmente considera los derechos de voto. Por lo general, las condiciones para la consolidación son que (1) la entidad posea una participación mayoritaria con derecho a voto (es decir, más del 50 por ciento de las acciones con derecho a voto), y (2) los accionistas sin participación accionaria mayoritaria no tengan derechos de participación importantes. La ASC 810-10 indica además que la autoridad para controlar otra entidad puede existir en otros contratos o acuerdos fuera de las acciones.</p>
Derechos de voto potenciales	Una entidad considera derechos de voto potenciales como aquellos de los instrumentos convertibles o las opciones.	Por lo general, una entidad no considera los derechos de voto potenciales al determinar el control.
Control de facto	Un inversionista que cuente con menos de la mayoría de los derechos de voto puede seguir teniendo autoridad sobre la entidad participada si sus derechos de voto le dan "la capacidad práctica de dirigir las actividades pertinentes de forma unilateral" (referirse al párrafo B41 de la IFRS 10). Esta circunstancia puede darse cuando la participación del inversionista en los derechos de voto sea significativamente mayor en relación con el tamaño y la dispersión de las participaciones de otros inversionistas.	El concepto de control de facto no existe.
Requisitos de presentación para determinadas entidades consolidadas	Los requisitos de presentación para las entidades con fines especiales no se abordan específicamente.	De conformidad con el modelo de VIE, el beneficiario en primer lugar de una VIE debe presentar por separado en la carátula del balance general (1) los activos de la VIE consolidada que sólo pueden utilizarse para saldar sus obligaciones, y (2) los pasivos de la VIE consolidada para los cuales los acreedores no pueden recurrir al crédito general del beneficiario en primer lugar.

Diferencias en las políticas contables	En la consolidación, la IFRS 10 exige que las políticas contables de una empresa matriz y sus subsidiarias se ajusten a "la utilización de políticas contables uniformes para operaciones similares y otros eventos en circunstancias similares".	En la consolidación, las políticas contables de una empresa matriz y sus subsidiarias deben ajustarse en los estados financieros consolidados de la matriz, a menos que se puedan justificar las diferencias entre las políticas.
--	---	---

### Inversiones en deuda y valores de capital

Tema	IFRS (IFRS 9)	U.S. GAAP (ASC 320, ASC 321, ASC 326)
Deterioro – valores de deuda	<p>Las pérdidas por deterioro de los valores de deuda contabilizados al costo amortizado o al valor justo a través de otra utilidad integral (FVTOCI, por sus siglas en inglés) deben reconocerse inmediatamente con base en las pérdidas de crédito previstas.</p> <p>Dependiendo del riesgo crediticio del activo financiero al inicio y de los cambios en el riesgo crediticio desde el principio, así como de la aplicabilidad de determinados recursos prácticos, la medición de la pérdida por deterioro será diferente. La pérdida por deterioro se medirá ya sea como (1) la pérdida de crédito de 12 meses o (2) la pérdida de crédito prevista para toda la vida.</p> <p>Además, en el caso de activos financieros cuyo crédito ha sufrido un deterioro en el momento del reconocimiento, la pérdida por deterioro se basará en los cambios acumulados en las pérdidas crediticias previstas a lo largo de la vida desde el reconocimiento inicial.</p>	<p>El reconocimiento de las pérdidas de crédito en los valores de deuda mantenidos hasta el vencimiento (HTM, por sus siglas en inglés) difiere del de los valores de deuda disponibles para la venta (AFS, por sus siglas en inglés).</p> <p><i>Valores de deuda HTM</i> – Una estimación de las pérdidas crediticias esperadas actuales debe reconocerse como una reserva (un contra activo) inmediatamente después de su adquisición, y ajustarse al final de cada período de presentación de informes subsecuente. No existe un límite específico para el reconocimiento de un deterioro. Las pérdidas crediticias esperadas deben (1) reflejar las pérdidas esperadas a lo largo de la vida contractual del activo, y (2) considerar la experiencia de pérdidas históricas, las condiciones actuales y los pronósticos razonables y soportables. La reserva para pérdidas crediticias puede medirse utilizando diversos métodos. No es necesario utilizar el modelo de flujo de efectivo descontado.</p> <p><i>Valores de deuda AFS</i> – Se debe reconocer una provisión para pérdidas crediticias cuando el valor actual de los flujos de efectivo que se espera cobrar del valor de deuda es inferior a la base de costo amortizado del valor. La provisión para pérdidas crediticias está limitada por la diferencia entre el valor justo del valor de deuda y su base de costo amortizado.</p>

### Inversiones – Método de participación y asociaciones en participación

<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 11, IFRS 3, IAS 28)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 323, ASC 808)</b>
Medición posterior – deterioro	Una entidad debe comprobar el deterioro de una inversión comparando su valor recuperable (la cantidad que resulte mayor entre su valor de uso y su valor justo menos los costos de venta) con su importe en libros, siempre que haya indicios de algún deterioro. Las pérdidas por deterioro deben revertirse en un período subsecuente en la medida en que aumente la cantidad recuperable de la asociación relacionada o conjunta.	La entidad debe registrar el deterioro o las pérdidas de valor de una inversión que representen una disminución no temporal. Una reducción del valor justo actual de una inversión por debajo de su valor contable puede indicar una pérdida de valor de la inversión. Las pérdidas por deterioro no pueden revertirse en períodos subsecuentes.
Medición subsecuente – diferencias en políticas contables	Una entidad debe hacer ajustes a los estados financieros de una asociación en participación para conformar las políticas contables de la misma con las del inversionista.	Una entidad no está obligada a hacer ajustes a los estados financieros cuando un inversionista y su asociación en participación tienen políticas contables diferentes. Sin embargo, el inversionista tiene la opción de ajustar las políticas contables de la asociación en participación a las del inversionista.

<b>Inventarios</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 2)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 330)</b>
Métodos de costo (fórmulas de costo)	El método de primeras entradas, primeras salidas (FIFO, por sus siglas en inglés) y el costo promedio ponderado son métodos de contabilidad aceptables para la determinación del costo del inventario. El método de últimas entradas, primeras salidas (LIFO, por sus siglas en inglés) no está permitido. El método de identificación específico se requiere para aquellas partidas del inventario que no se intercambian normalmente, y para los bienes o servicios producidos y segregados para proyectos específicos.	FIFO, LIFO, costo promedio ponderado e identificación específica son métodos contables aceptables para determinar el costo del inventario.
Congruencia de los métodos de costo (fórmulas de costo)	Debe aplicarse el mismo método de costo a todos los inventarios que tengan una naturaleza y uso similares a los de la entidad.	No existe un requisito similar de conformidad con los U.S. GAAP.

<b>Inmuebles, planta y equipo</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 16, IAS 23,</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 360, ASC 835-20)</b>

	<b>IAS 40)</b>	
Costos de préstamos – activos calificados	Los activos calificados excluyen las inversiones del método de participación. Los costos por préstamos para la financiación de actividades de construcción en vehículos contabilizados por el método de la participación no se pueden capitalizar porque las inversiones en empresas relacionadas son activos financieros.	Los activos calificados de conformidad con los U.S. GAAP incluyen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los activos que se construyen o producen para uso propio de la entidad.</li> <li>• Los activos destinados a la venta o el arrendamiento y que se construyen o producen como proyectos discretos (por ejemplo, un edificio o una embarcación).</li> <li>• Las inversiones contabilizadas de conformidad con el método de participación mientras la participada tiene actividades en curso necesarias para iniciar sus operaciones principales previstas, siempre que las actividades de la participada incluyan el uso de fondos para adquirir activos calificados para sus operaciones.</li> </ul>
Depreciación componentes por	Una partida de inmuebles, planta y equipo (PP&E, por sus siglas en inglés) que consta de varios componentes que tienen vidas útiles diferentes (o pautas de consumo, si procede) debe depreciarse por separado.  Los bienes de inversión que están sujetos a revaluación a través de las ganancias y pérdidas no necesitan desglosarse en componentes o depreciarse por separado.  La depreciación compuesta no es un método aceptable.	La depreciación por componentes no es necesaria, pero se considera aceptable. El uso de una unidad de cuenta de nivel superior es aceptable, incluyendo el uso de la depreciación compuesta, que es común en ciertas industrias, como las de servicios públicos y ferrocarriles. De conformidad con el enfoque compuesto, por lo general no se reconoce ninguna ganancia o pérdida en el momento de la enajenación o la retirada de una partida de P&E; en cambio, el valor contable neto se compensa con la depreciación acumulada. Por lo general, la depreciación de un activo que consta de varios componentes se calcula utilizando una tasa de depreciación combinada.

<b>Deterioro de activos</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 36)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 350, ASC 360)</b>
Deterioro – PP&E y activos intangibles de vida finita	Si existen indicadores de deterioro, una entidad adopta un enfoque de un solo paso para calcular el deterioro de una unidad generadora de efectivo (CGU, por sus siglas en inglés): <ul style="list-style-type: none"> <li>• El importe por el cual el valor en libros del activo o la CGU supera el</li> </ul>	Si existen indicadores de deterioro, la entidad adopta un enfoque en dos etapas para calcular el deterioro de un activo o grupo de activos: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El valor en libros se compara con la suma de los futuros flujos de efectivo no descontados. Si el valor en libros no es recuperable, se calcula una</li> </ol>

	<p>importe recuperable se registra como una pérdida por deterioro. La cantidad recuperable por deterioro (ya sea de PP&amp;E, intangibles o crédito mercantil) se define como la que resulte mayor de las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor justo menos los costos de venta del activo o la CGU.</li> <li>• La suma de los flujos de efectivo futuros descontados, incluyendo el valor de enajenación (también denominado valor de uso).</li> </ul>	<p>pérdida por deterioro con base en la etapa 2.</p> <p>2. La cantidad por la cual el valor en libros excede el valor justo se registra como una pérdida por deterioro.</p>
Deterioro – crédito mercantil	<p>La entidad realiza una prueba de un paso al menos una vez al año para comparar el valor en libros de la CGU, incluyendo el crédito mercantil, con el valor recuperable para llegar a la pérdida por deterioro.</p> <p>La pérdida por deterioro reduce en primer lugar el crédito mercantil a cero, y si hay alguna pérdida por deterioro adicional, la entidad generalmente la asigna a cada activo de la CGU a prorrata.</p>	<p>Al menos cada año, la entidad debe realizar una prueba de deterioro del crédito mercantil. Puede realizar una prueba de paso 0 utilizando factores cualitativos para evaluar el deterioro del crédito mercantil (es decir, determinar si es más probable que el valor justo de la unidad informante exceda su valor en libros).</p> <p>Si no se realiza la prueba del paso 0 o es más probable que el valor justo de la unidad informante sea inferior a su valor en libros, la entidad realiza una prueba de deterioro de un paso comparando el valor en libros con el valor justo. Si el valor justo es inferior al valor en libros, la entidad registra la diferencia como una pérdida por deterioro.</p>

<b>Prestaciones para los trabajadores</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 19, IFRIC® Interpretación 14)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 420, ASC 710, ASC 712, ASC 715)</b>
Prestaciones a largo plazo después del empleo	Las prestaciones a largo plazo después del empleo se miden en valor actual de conformidad con un método simplificado de contabilidad similar al que se suele utilizar para medir las prestaciones después del empleo según los U.S. GAAP. De acuerdo con este método, las revaluaciones no se reconocen en otra utilidad integral (OCI, por sus siglas en inglés).	Las prestaciones después del empleo que no tienen que ver con la jubilación se suelen medir con base en el valor actual. Muchas otras prestaciones a largo plazo para los trabajadores que se describen en las IFRS no se abordan en los lineamientos de los U.S. GAAP en materia de compensación.
Reconocimiento de los activos de prestaciones pagadas por anticipado	Un activo neto de prestaciones definidas está sujeto a una prueba de "límite máximo" que restringe su medición a lo que resulte menor de los siguientes valores: (1) el superávit del plan de prestaciones definidas, y (2) el valor	No hay ninguna limitación en cuanto al monto del activo neto de pensiones que puede reconocerse en el balance general.

	actual de cualquier prestación económica disponible en forma de reembolsos del plan o reducciones de las contribuciones futuras al plan.	
Requisitos mínimos de financiación	En la medida en que las aportaciones pagaderas no estén disponibles después de su pago al plan, la entidad debe reconocer un pasivo cuando se produzca la aportación.	La entidad no está obligada a reconocer un pasivo por los requisitos mínimos de financiación.
Reconocimiento del costo de servicios pasados	El costo de servicios pasados (equivalente al "costo de servicios anteriores") se reconoce inmediatamente en los resultados de pérdidas o ganancias.	El costo de los servicios anteriores se reconoce inicialmente en la OCI y luego se amortiza en los ingresos durante los períodos de servicio restantes de los participantes en el plan (o la esperanza de vida si todos o casi todos los participantes están inactivos).
Rendimiento previsto de los activos del plan y método del interés neto	La entidad debe utilizar el método del interés neto para reconocer los intereses sobre un pasivo o activo neto por prestaciones definidas, lo que da lugar a un costo o ingreso por concepto de intereses netos dependiendo de si el plan tiene un déficit o un superávit.	El rendimiento previsto de los activos del plan es un componente del costo neto de las prestaciones periódicas. En el caso de un plan financiado, esta diferencia a menudo dará lugar a un menor costo de prestaciones periódicas de conformidad con los U.S. GAAP que según las IFRS, porque la tasa de rendimiento prevista de los activos del plan normalmente sería superior a la tasa de descuento.
Reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales	La entidad debe reconocer inmediatamente todas las ganancias y pérdidas actuariales en la OCI. Esas cantidades no se reciclan en las ganancias o pérdidas de períodos futuros.	La entidad puede optar por una política contable para (1) reconocer las ganancias y pérdidas actuariales en la OCI y luego amortizarlas en el estado de resultados en períodos subsecuentes, o (2) reconocer inmediatamente todas esas ganancias y pérdidas a través del estado de resultados.
Contabilización de las reducciones de los planes de prestaciones definidas	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando se produce el evento que causa la reducción.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por reducción se calcula como el cambio en el valor actual de la obligación por prestaciones definidas que resulta de la reducción (ignorando el efecto del límite máximo de activos si el plan de prestaciones definidas se encuentra en una posición de superávit).</p> <p>Si la reducción del plan da lugar a una modificación del efecto del límite máximo de los activos, dicha modificación se reconoce en la OCI.</p>	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando se da por terminada la relación laboral con los trabajadores correspondientes o la entidad adopta el cambio del plan en cuestión, mientras que una pérdida por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando la pérdida es probable.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por reducción está compuesta por una parte del costo o crédito neto por servicios anteriores no amortizados, cualquier obligación de transición neta restante y el cambio en la obligación por prestaciones que exceda cualquier ganancia o pérdida actuarial compensatoria no amortizada.</p>

Contabilización de las liquidaciones de los planes de prestaciones definidas	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se reconoce en los ingresos netos cuando se produce la liquidación.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se calcula como la diferencia entre el precio de liquidación y el valor actual (es decir, la valuación actuarial) de la obligación liquidada (sin tener en cuenta el efecto del límite máximo de los activos si el plan definido se encuentra en una posición de superávit).</p> <p>Si la liquidación del plan da lugar a un cambio en el efecto del límite máximo de los activos, dicho cambio se reconoce en la OCI.</p>	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se reconoce en los ingresos netos cuando se produce el evento que libera la obligación de prestaciones de pensión.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se calcula como la ganancia o pérdida netas que queda en otros ingresos integrales acumulados (AOCI, por sus siglas en inglés).</p>
Subsidiaria cuyos empleados participan en los planes de pensión de la entidad matriz	Una subsidiaria cuyos empleados participan en el plan de pensiones de prestaciones definidas de la entidad matriz contabilizaría el costo de las prestaciones definidas en los estados financieros separados de la subsidiaria con base en el (1) acuerdo contractual con la matriz, o (2) la contribución pagadera si no existe ningún acuerdo.	Una subsidiaria cuyos empleados participan en el plan de pensiones de la entidad matriz normalmente contabilizaría el plan como un multi-patrón (es decir, un plan de contribución definida) en los estados financieros separados de la subsidiaria.

## Contingencias

<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 37)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 450, ASC 410, ASC 420)</b>
Reconocimiento de pérdidas/provisiones contingentes	<p>Una de las condiciones para el reconocimiento de una provisión (como pasivo) es que debe ser probable que se requiera una salida de recursos para liquidar la obligación. Por "probable" se entiende "alta probabilidad" (es decir, más del 50% de probabilidad).</p> <p>Es posible que un mayor número de contingencias califiquen para su reconocimiento como pasivo en virtud de las IFRS que de los U.S. GAAP.</p>	Una de las condiciones para la acumulación de pérdidas es que debe ser probable que (1) un activo se haya deteriorado, o (2) se haya incurrido en un pasivo. Por "probable" se entiende "muy alta probabilidad" (es decir, generalmente más del 70% de probabilidad), que es un límite más alto que el de "alta probabilidad" (es decir, más del 50% de probabilidad).
Medición inicial – rango de estimaciones	Cuando existe un rango de posibles resultados y cada punto es tan probable que ocurra como los otros, se debe utilizar el punto medio del rango para la medición inicial.	<p>La entidad debe hacer referencia a los U.S. GAAP aplicables para obligaciones específicas (por ejemplo, retiro de activos, medio ambiente, reestructuración) según sea necesario para determinar la medición.</p> <p>Cuando existe un rango de posibles resultados y cada punto es tan probable que</p>

		ocurra como los demás, se utiliza el extremo inferior del rango para medir la contingencia.
Descuento	La contingencia de pérdida debe ser el valor actual del costo necesario para liquidar la obligación, descontado mediante la utilización de una tasa de descuento antes de impuestos que refleje tanto (1) el valor temporal del dinero como (2) los riesgos específicos del pasivo. El descuento es necesario incluso si el momento de las salidas no es fijo o determinable.	En general, no es necesario descontar las contingencias de pérdidas. Sin embargo, en el caso de ciertas obligaciones para las que el momento y las cantidades de las salidas son fijos o determinables de manera confiable (por ejemplo, las obligaciones de retiro de activos), se utiliza una tasa ajustada al riesgo para descontar la obligación.

### Modificaciones y extinciones de deuda

Tema	IFRS (IFRS 9)	U.S. GAAP (ASC 470-50, ASC 470-60)
Costos de terceros	Los costos de terceros se (1) incluyen en la ganancia o pérdida por extinción si se aplica la contabilidad de extinción, y se (2) amortizan a lo largo del plazo del nuevo instrumento de deuda si no se aplica la contabilidad de extinción.	Los costos de terceros se (1) amortizan durante el plazo del nuevo instrumento de deuda si se aplica la contabilidad de extinción, y (2) se contabilizan como gastos cuando se incurren si no se aplica la contabilidad de extinción.

### Reconocimiento de ingresos

Tema	IFRS (IFRS 15)	U.S. GAAP (ASC 606)
El límite de cobrabilidad de los contratos (paso 1 – calificación de un contrato para el reconocimiento de ingresos)	La IFRS 15 establece un límite de cobrabilidad <i>probable</i> , lo que significa que el cobro tiene "alta probabilidad". En la práctica, "alta probabilidad" se refiere al más del 50% de probabilidad.	La ASC 606 establece un límite de cobrabilidad <i>probable</i> , lo que significa que el cobro tiene "muy alta probabilidad". En la práctica, "probable" se interpreta como un porcentaje más alto (por ejemplo, el 70% o más) que el establecido en las IFRS.
Presentación de los impuestos sobre las ventas (y otros similares)	La IFRS 15 no proporciona una opción de política contable. Se le exige a una entidad que identifique si tiene la responsabilidad principal de pagar los impuestos o si sólo actúa como agente de cobro. Si es el principal deudor, debe incluir esos impuestos en el precio de la transacción.	La ASC 606 proporciona una elección de política contable que permite a una entidad excluir todos los impuestos sobre las ventas (y otros similares) de la medición del precio de la transacción.

<b>Impuesto sobre la renta</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 12, Interpretación IFRIC 23)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 740)</b>
Excepción de reconocimiento inicial	Se aplica la <i>exención de “reconocimiento inicial”</i> . No se reconoce el impuesto diferido para las diferencias temporales gravables o deducibles que surgen a partir del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una operación que: (1) no es una combinación de negocios y (2) no afecta a la utilidad contable o gravable cuando ocurra una operación. Cambios en este impuesto diferido acreedor (DTL, por sus siglas en inglés) o en el impuesto diferido activo (DTA, por sus siglas en inglés) no reconocidos no se reconocen posteriormente.	No hay ninguna excepción de “reconocimiento inicial”.
Reconocimiento de los DTA	El DTA se reconoce en la cantidad en la que es probable (generalmente interpretado en el sentido de alta probabilidad) que el DTA se realice en una base neta (es decir, el DTA se anota, y no se registra una reserva).	Los DTA se reconocen íntegramente y se reducen con una reserva de valuación si es muy probable que no se realicen algunos de los DTA o todos.
Posiciones tributarias inciertas	La Interpretación CINIIF 23 aclara la forma en que la incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto sobre la renta debe reconocerse y medirse conforme a la NIC 12.  Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento tributario incierto (incluido el mérito técnico del tratamiento y las cantidades incluidas en la declaración de impuestos), el reconocimiento y la medición coinciden con las posiciones que se aplican en las declaraciones de impuestos. Sin embargo, si la entidad concluye que <i>no</i> es probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal tal como se ha presentado, la entidad debe reflejar la incertidumbre al utilizar: (1) la cantidad más probable o (2) el valor previsto. La palabra “probable” se define como “muy probable que ocurra”.	La ASC 740 dispone un enfoque de reconocimiento y medición en dos etapas en el que una entidad calcula el monto del beneficio fiscal a reconocer en los estados financieros mediante: (1) la evaluación sobre si es muy probable que una posición tributaria se conserve una vez que se realice la revisión y (2) la medición de una posición tributaria que alcance el límite de reconocimiento alta probabilidad para determinar el monto del beneficio a reconocer. La posición tributaria se mide con la mayor cantidad de beneficio cuya probabilidad sea mayor al 50 por ciento de realizarse al momento de la liquidación.
Activos o pasivos virtuales extranjeros cuya moneda funcional no es la moneda	No hay ninguna orientación sobre esta cuestión en la NIC 12. El impuesto diferido se reconoce con base en las diferencias resultantes de las variaciones de los tipos de	No se reconoce ningún impuesto diferido con base en las diferencias de base resultantes de: (1) las variaciones de los tipos de cambio (es decir, la diferencia entre el valor en libras a

local	cambio y la indización de base para efectos de la presentación de informes sobre el impuesto sobre la renta.	efectos de la presentación de informes financieros, que se determina utilizando el tipo de cambio histórico, y la base impositiva, que se determina utilizando el tipo de cambio en la fecha del balance general) o (2) la indización de base para efectos de la presentación de informes sobre el impuesto sobre la renta.
Cambios subsecuentes en los impuestos diferidos (por ejemplo, por motivos de cambios en las leyes en materia fiscal, las tasas, la situación o la reserva para valuaciones)	La NIC 12 exige que el gasto por impuesto sobre la renta se reconozca de la misma manera en que se registró originalmente el activo o el pasivo. Es decir, si los impuestos diferidos se registraron originalmente de forma independiente a las utilidades o pérdidas (por ejemplo, en el patrimonio), los cambios posteriores en el saldo inicial deben registrarse de la misma manera (es decir, se permite la práctica de medir las pérdidas y ganancias después de impuestos que se informaron en años anteriores).	Los cambios posteriores en los impuestos diferidos se asignan por lo general a las operaciones continuas con limitadas excepciones (es decir, el medir las pérdidas y ganancias después de impuestos que se informaron en años anteriores por lo general se prohíbe independientemente de si el gasto por impuesto relacionado se reconoció originalmente de forma independiente a las operaciones continuas [por ejemplo, en el patrimonio]).

<b>Derivados y Cobertura de riesgo</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 9, IAS 32)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 815)</b>
“Derivado” — definición	<p>Para que un instrumento se ajuste a la definición de un derivado, se deben cumplir las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Su valor cambia en respuesta a un instrumento subyacente objeto de cobertura (por ejemplo, un tipo de interés especificado, el precio de un producto básico, el tipo de divisa, la calificación crediticia, etc., siempre que en el caso de una variable no financiera la variable no sea específica de una parte del contrato).</li> <li>• No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima.</li> <li>• Se liquida en una fecha futura.</li> </ul> <p>Aunque la definición de un derivado según las normas de las NIIF no incluye una característica de liquidación neta, los contratos de compra o venta de productos no financieros se actualizan en la NIIF 9 sólo si las mismas pueden liquidarse en forma neta.</p>	<p>Para que un instrumento se ajuste a la definición de un derivado, se deben cumplir las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se conforma por “uno o más instrumentos subyacente objeto de cobertura” y “[u]no o más montos teóricos o disposiciones de pago o ambos” (ASC 815-10).</li> <li>• No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima.</li> <li>• Requiere o permite la liquidación neta (es decir, mediante condiciones contractuales o por medios independientes al contrato), o prevé la entrega de un activo fácilmente convertible en efectivo</li> </ul>

Derivados — alcance	Si bien tanto las Normas de las NIIF como los GAAP de los Estados Unidos prevén excepciones de alcance para determinados contratos de compra o venta de productos no financieros que se comprarán, venderán o utilizarán en el curso normal de los negocios, en virtud de las normas de las NIIF, la excepción de alcance de uso propio para los contratos que reúnan los requisitos no es optativa y no exige que una entidad registre la designación de un contrato como de “uso propio”.	La excepción del ámbito de las compras y ventas normales para los contratos de compra o venta de productos no financieros que reúnan los requisitos necesarios es optativa y requiere que se registre la designación.
Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de efectivo neto	Se excluye la clasificación de participación patrimonial. A diferencia de los GAAP de los Estados Unidos, las normas de las NIIF no contienen lineamientos detallados sobre la forma de evaluar si se puede exigir a una entidad que liquide en efectivo neto un contrato que especifique la liquidación de acciones.	La clasificación de participación patrimonial no se excluye si la entidad no puede ser obligada a liquidar el contrato en efectivo neto. Existe un lineamiento detallado sobre la forma de evaluar si una entidad puede liquidar en acciones (por ejemplo, si la entidad tiene suficientes acciones autorizadas y no emitidas disponibles para liquidar el contrato).
Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de acciones netas	Se excluye la clasificación de la participación patrimonial	La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto
Contrato sobre el capital propio de una entidad - alternativas de liquidación	Se excluye la clasificación de participación patrimonial (a menos que todas las alternativas de liquidación coincidan con la clasificación de participación patrimonial).	La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto.
Contabilidad para coberturas - evaluación de la eficacia de la cobertura	Se prohíbe a una entidad utilizar el método abreviado, el método de coincidencia de términos críticos y el método de valor terminal	En algunas situaciones, se permite a una entidad utilizar el método abreviado, el método de coincidencia de términos críticos y el método de valor terminal.
Contabilidad para coberturas - método para evaluar la eficacia de la cobertura	Las normas de las NIIF no especifican un método para evaluar la eficacia de la cobertura. Se exige a las entidades que realicen evaluaciones cualitativas o cuantitativas continuas (como mínimo en cada fecha de presentación de informes).	<p>Por lo general, se exige a las entidades que realicen una evaluación prospectiva cuantitativa inicial de la eficacia de la cobertura (salvo que se aplique el método abreviado). Sin embargo, si se cumplen determinados criterios, las entidades pueden elegir realizar posteriormente evaluaciones cualitativas prospectivas y retrospectivas de la eficacia, salvo que cambien los hechos y las circunstancias.</p> <p>Por lo general, se exige a las entidades que realicen una evaluación prospectiva cuantitativa inicial de la eficacia de la cobertura (a menos que se aplique el método</p>

		abreviado). Sin embargo, si se cumplen determinados criterios, las entidades pueden elegir realizar posteriormente evaluaciones cualitativas prospectivas y retrospectivas de la eficacia, salvo que cambien los hechos y las circunstancias.
Contabilidad para coberturas - ajuste de base	Si una operación prevista objeto de cobertura da lugar al reconocimiento de un activo o pasivo no financiero, o si se convierte en un compromiso en firme al que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable, las cantidades que se incluyeron en la reserva de cobertura del flujo de efectivo se eliminan y se incluyen directamente en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo correspondiente	No se permiten los ajustes de base de las cantidades efectivas realizadas que se relacionan con las coberturas de flujo de efectivo. En su lugar, las cantidades en AOCI (Otras utilidades integrales acumuladas) deben reclasificarse en utilidades en el mismo o los mismos períodos en que la operación prevista sujeta a cobertura que afecta a las utilidades (ASC 815-30-35-38).
Contabilidad para cobertura - Ineficacia de la cobertura	La entidad debe reconocer y medir la ineficacia de la cobertura (distinta de la que resulta d las coberturas del flujo de efectivo acumulado) en cada período de presentación de informes.	La entidad no reconoce la ineficacia de la cobertura en cada período de presentación de informes

#### Mediciones a valor razonable

Tema	IFRS (IFRS 13)	U.S. GAAP (ASC 820-10)
El NAV (Valor de activo Neto) es un recurso práctico	No se proporciona el NAV práctico para las inversiones en sociedades de inversión.	Una entidad con una inversión en una sociedad de inversiones puede optar por utilizar, como medida del valor razonable en circunstancias específicas, el NAV que se informa sin ajuste.

#### Asuntos sobre divisas

Tema	IFRS (IAS 21, IAS 29)	U.S. GAAP (ASC 830)
Reconocimiento de impuestos diferidos por las diferencias temporales relacionadas con los activos y pasivos no virtuales por las variaciones	Se reconoce un impuesto diferido por las diferencias temporales que se producen por las variaciones del tipo de cambio de los activos y pasivos virtuales cuando se vuelve a medir la cantidad en moneda local a la	No se reconoce ningún impuesto diferido por las diferencias temporales que se produzcan por las variaciones del tipo de cambio de los activos y pasivos virtuales cuando la cantidad en moneda local se vuelve a medir a la

del tipo de cambio	moneda funcional.	moneda funcional
Identificar lo que se califica como una enajenación parcial que puede dar lugar a una reclasificación o retribución del ajuste por conversión acumulable (CTA, por sus siglas en inglés)	<p>Las normas de las NIIF no distinguen entre las enajenaciones parciales de inversiones <i>en</i> una operación extranjera y las que se realizan <i>dentro</i> de la misma.</p> <p>En consecuencia, una entidad puede elegir como política contable el enfoque de reducción proporcional o el enfoque de reducción absoluta y, si procede, puede elegir cómo se aplica el enfoque de reducción absoluta.</p>	<p>Solo los cambios en la participación social de una empresa matriz (participación social en una entidad extranjera) pueden tratarse como enajenaciones parciales que dan lugar a una reclasificación o reatribución de CTA.</p> <p>En consecuencia, la venta o liquidación de los activos netos dentro de una entidad extranjera no resultaría en una liberación o reatribución de CTA (salvo que resulte en una liquidación completa o sustancialmente completa de la entidad extranjera)</p>
Impacto del CTA en la medición de las pérdidas por deterioro de las sociedades participadas extranjeras para su enajenación	<p>No se permite a una entidad incluir el CTA que se relaciona con el valor en libros de una inversión en una operación extranjera que se está evaluando para determinar su deterioro.</p> <p>Véanse los párrafos BC37 y BC38 de la NIIF 5, que abordan más a fondo esta cuestión.</p>	<p>En determinadas circunstancias, se exige a una entidad que incluya el CTA conexas en el valor en libros de una inversión en una entidad extranjera que se esté evaluando para determinar su deterioro.</p>

<b>Combinación de negocios</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 3, IFRS 15, IFRS 16, IAS 37)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 805, ASC 450, ASC 842)</b>
Método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> )	No existe un lineamiento autorizado sobre si las entidades adquiridas pueden aplicar el método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) en sus estados financieros separados. En la práctica, las personas que elaboran las NIIF en todo el mundo no aplican la Método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) para excluir los estados financieros.	Las entidades adquiridas tienen la opción de aplicar el método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) en sus estados financieros separados.
Arrendamientos por operaciones en una combinación de negocios (después de la aplicación del ASC 842)	Si la adquirida es una arrendadora, las condiciones favorables o desfavorables del Arrendamientos por operaciones, en relación con las condiciones o precios actuales del mercado, se incluyen en la medición del valor razonable del activo arrendado. No se reconoce ningún activo o pasivo intangible separado.	Si la adquirida es una arrendadora, se reconoce un activo o pasivo intangible independiente al activo arrendado si las condiciones del arrendamiento son favorables o desfavorables, respectivamente, en relación con las condiciones o precios actuales del mercado.
Definición de un negocio - prueba de concentración	Las normas NIIF proporcionan una prueba de concentración opcional que permite a una entidad determinar si un conjunto no es un negocio.	Una entidad debe determinar si prácticamente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos (o enajenados) se concentra en un solo activo identificable o en un grupo de

		activos identificables similares. Si se alcanza ese límite, o “pantalla”, el conjunto no es un negocio.
Definición de un negocio - proceso sustantivo	Un contrato adquirido debe considerarse un proceso sustantivo, incluso si el conjunto no tiene productos, si da acceso a una fuerza de trabajo ensamblada que realiza un proceso crítico que la entidad controla.	Un contrato adquirido (por ejemplo, un acuerdo de subcontratación) no puede proporcionar un proceso sustantivo si el conjunto no tiene productos.
Ajustes del período de medición	El adquirente debe reconocer los ajustes de los montos provisionales identificados durante el período de medición en forma retrospectiva como si la contabilización de la combinación de negocios se hubiera completado en la fecha de adquisición	El adquirente debe reconocer los ajustes de las cantidades provisionales identificadas durante el período de medición en el período de presentación de informes en el que se determinan los ajustes en lugar de hacerlo retrospectivamente

<b>Arrendamientos</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 16)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 842)</b>
Clasificación del arrendamiento	<p><i>Arrendatario</i> - Solo existe un modelo contable único para los arrendamientos (es decir, todos los arrendamientos son efectivamente equivalentes a los arrendamientos financieros de conformidad con la ASC 842), por lo que la clasificación de los arrendamientos es innecesaria.</p> <p><i>Arrendador</i> - Un arrendador debe realizar una evaluación de la clasificación del arrendamiento a partir de la fecha de inicio. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento financiero si transfiere prácticamente todos los riesgos y recompensas relacionados con la propiedad; de lo contrario, se clasifica como Arrendamientos por operaciones. Esta determinación no se basa en el cumplimiento de ningún criterio. Sin embargo, entre los ejemplos de situaciones que, individualmente o en combinación, indicarían un arrendamiento financiero se incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El arrendamiento transfiere la</li> </ul>	<p><i>Arrendatario</i> - Hay dos modelos de contabilidad para los arrendamientos, y el modelo establecerá la pauta de reconocimiento de los gastos asociados al arrendamiento. Por lo tanto, el arrendatario debe realizar una evaluación de la clasificación del arrendamiento a partir de la fecha de inicio. De conformidad con la norma ASC 842-10-25-2, un arrendatario debe clasificar un arrendamiento como arrendamiento financiero si se cumple cualquiera de los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “El arrendamiento transfiere la titularidad del activo subyacente”.</li> <li>• “El arrendamiento concede... una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer”.</li> <li>• “El plazo de arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente”.</li> <li>• “El valor actual de la cantidad de los pagos de arrendamiento y cualquier valor residual garantizado por el arrendatario</li> </ul>

	<p>propiedad del activo subyacente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El arrendamiento otorga una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer.</li> <li>• El plazo del arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente</li> <li>• El valor actual de los pagos de arrendamiento aumenta prácticamente por lo menos todo el valor razonable del activo subyacente.</li> <li>• El activo subyacente es de naturaleza especializada y no tiene un uso alternativo al del arrendador.</li> </ul> <p>Otras situaciones en las que un arrendamiento podría ser un arrendamiento financiero incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El arrendatario asume las pérdidas del arrendador por la cancelación anticipada.</li> <li>• Las ganancias o pérdidas relacionadas con el activo al final del arrendamiento se acumulan para el arrendatario.</li> <li>• El arrendatario puede renovar el contrato de arrendamiento por un arrendamiento a una tasa prácticamente inferior a la del mercado.</li> </ul>	<p>... es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente”.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “El activo subyacente es de naturaleza tan especializada que se espera que no tenga un uso alternativo para el arrendador”.</li> </ul> <p>Si no se cumple ninguno de estos criterios, el arrendamiento se clasificaría como Arrendamientos por operaciones</p> <p><i>Arrendador</i> - Un arrendador debe realizar una evaluación de clasificación de arrendamiento a partir de la fecha de inicio. Los criterios que rigen cuando un arrendador debe clasificar un arrendamiento como un arrendamiento de tipo venta son los mismos que rigen cuando un arrendatario debe clasificar un arrendamiento como un arrendamiento financiero. Por lo tanto, si se aplica cualquiera de los criterios señalados anteriormente, el arrendador clasificaría el arrendamiento como un arrendamiento de tipo venta.</p> <p>Si no se cumple ninguno de esos criterios, el arrendador clasificaría el arrendamiento como un arrendamiento financiero directo de conformidad con la norma 842-10-25-3 de la CSA si: (1) la suma de los pagos de arrendamiento y cualquier garantía de terceros del valor residual “es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente” y (2) “[e]s probable que el arrendador cobre los pagos de arrendamiento más cualquier cantidad necesaria para cumplir con una garantía de valor residual”. De lo contrario, el arrendamiento se clasificaría como arrendamiento operativo.</p>
<p>Contabilización posterior del arrendatario para el activo ROU (Activos con Derecho de Uso) y los gastos de arrendamiento</p>	<p>Se utiliza un modelo de contabilidad único. El activo ROU se amortiza generalmente de forma lineal. Esta amortización, cuando se combina con los intereses del pasivo de arrendamiento, da lugar a un perfil de gastos anticipados. Es decir, el modelo contable de arrendatario único de la NIIF 16 es similar al de un arrendamiento financiero según la ASC 842. Los gastos por intereses del pasivo por arrendamiento y la amortización del activo del rendimiento del</p>	<p>La contabilidad depende de la clasificación del arrendamiento:</p> <p><i>Arrendamientos financieros</i> - El activo ROU se amortiza generalmente de forma lineal. Esta amortización, cuando se combina con los intereses del pasivo de arrendamiento, da como resultado un perfil de gastos anticipados. El interés y la amortización se presentan por separado en el estado de resultados.</p>

	<p>capital invertido se presentan por separado en el estado de resultados</p>	<p><i>Arrendamientos por operaciones</i> - Los gastos de arrendamiento generalmente resultan en un perfil de gastos de forma lineal que se presenta como una sola línea en el estado de resultados. Dado que los intereses del pasivo de arrendamiento generalmente disminuyen a lo largo del plazo de arrendamiento, la amortización del activo del rendimiento del capital invertido aumenta a lo largo del plazo de arrendamiento para proporcionar un perfil de gastos constante.</p>
Contabilidad del arrendador	<p><i>Modelo básico</i> - El modelo conserva sustancialmente el enfoque de medición del arrendador de la NIC 17 para los arrendamientos operativos y financieros.</p> <p>El beneficio de la venta de un arrendamiento financiero se reconoce al inicio del arrendamiento.</p> <p>Separación de los componentes de arrendamiento y no arrendamiento - No existe un recurso práctico similar.</p> <p><i>Impuesto sobre las ventas y los costos del arrendador</i> - No existe un recurso práctico similar. Además, no hay disposiciones similares relacionadas con los costos del arrendador pagados directamente a un tercero por un arrendatario.</p> <p><i>Valor razonable del activo subyacente</i> - No se ha hecho una modificación similar a la definición de valor razonable.</p>	<p><i>Modelo básico</i> - El modelo conserva sustancialmente el enfoque de medición del arrendador en el ASC 840 para los arrendamientos operativos, de financiación directos y de tipo venta.</p> <p>El beneficio de la venta de un contrato de arrendamiento de tipo venta se reconoce al inicio del arrendamiento. El beneficio de la venta de un arrendamiento financiero directo, si lo hay, se aplaza y se reconoce como ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento.</p> <p><i>Separación de los componentes de arrendamiento y no arrendamiento</i> - La ASC 842-10-15-42A ofrece a los arrendadores un recurso práctico en virtud del cual pueden optar por no separar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento cuando se cumplen ciertas condiciones.</p> <p><i>Impuesto sobre las ventas y costos del arrendador</i> - La ASC 842-10-15-39A ofrece a los arrendadores un recurso práctico para presentar los impuestos sobre las ventas cobrados a los arrendatarios en una base neta. Además, los costos del arrendador pagados directamente a un tercero por un arrendatario deben excluirse de los pagos variables.</p> <p><i>Valor razonable del activo subyacente</i> - La ASC 842-30-55-17A modifica la definición de valor razonable para los arrendadores que no son fabricantes o comerciantes de tal manera que el valor razonable del activo subyacente es su costo, a menos que se haya producido un lapso de tiempo significativo.</p>
Reevaluación de los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa	<p>El arrendatario vuelve a evaluar los pagos variables basados en un índice o tasa siempre que se produzca un cambio en el flujo de efectivo contractual (por ejemplo, los pagos de arrendamiento se ajustan en</p>	<p>El arrendatario vuelve a evaluar los pagos variables basados en un índice o tasa únicamente cuando la obligación de arrendamiento se vuelve a medir por otras razones (por ejemplo, un cambio en el plazo</p>

	función de un cambio en el índice de precios al consumidor) o cuando se vuelve a medir la obligación de arrendamiento por otras razones.	del arrendamiento o una modificación).
Incremento de la tasa pasiva del arrendatario	La tasa pasiva de incremento del arrendatario es la tasa que un arrendatario pagaría por solicitar un préstamo durante un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo con un valor similar al del activo ROU en un entorno económico similar.	La tasa pasiva de incremento del arrendatario es la tasa que éste pagaría por solicitar un préstamo, con carácter de garantía y durante un plazo similar, una cantidad igual a los pagos de arrendamiento en un entorno económico similar.

<b>Contabilidad de las operaciones reglamentadas</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 14)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 980)</b>
Alcance	<p>La NIIF 14 permite a una entidad que aplica por primera vez las NIIF seguir contabilizando, con algunos cambios limitados, los “saldos de la cuenta de aplazamiento reglamentaria” de conformidad con sus GAAP anteriores, tanto en la aplicación inicial de las NIIF como en los estados financieros posteriores.</p> <p>Los saldos de las cuentas de aplazamiento reglamentarias, y sus movimientos, se presentan por separado en el estado de la situación financiera y en el estado de las ganancias o pérdidas y otras utilidades integrales, y se requiere la presentación de información específica.</p>	<p>El lineamiento que se menciona en la norma ASC 980, Operaciones reguladas, se aplica a los estados financieros externos para fines generales de una entidad que tiene operaciones reguladas que cumplen todos los criterios siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Las tarifas de la entidad para los servicios o productos reglamentados que se proporcionan a sus clientes se determinan o están sujetas a la aprobación de una autoridad independiente o de su propio consejo de administración, facultado por ley o por contrato para establecer tarifas que vinculen a los clientes.</li> <li>b. Las tasas reglamentadas están diseñadas para recuperar los costos de la entidad específica al proporcionar los servicios o productos reglamentados. Este criterio está tiene por objeto aplicarse al fondo de la reglamentación, más que a su forma. Si las tasas reguladas de una entidad se basan en los costos de un grupo de entidades y la entidad es tan grande en relación con el grupo de entidades que sus costos son, en esencia, los costos del grupo, la</li> </ol>

		<p>reglamentación cumpliría este criterio para esa entidad.</p> <p>c. En vista de la solicitud de los servicios o productos reglamentados y del nivel de competencia, directa e indirecta, es razonable suponer que las tarifas fijadas a niveles que permitan recuperar los costos de la entidad pueden cobrarse y cobrarse a los clientes.</p> <p>La reglamentación de las tarifas o precios de una entidad se basa a veces en los costos de la entidad. Las autoridades utilizan diversos mecanismos para estimar los costos permisibles de una entidad regulada, y permiten a la entidad cobrar tarifas que tienen por objeto producir ingresos aproximadamente iguales a esos costos permisibles. Los gastos específicos que se permiten para fines de fijación de tarifas dan lugar a ingresos aproximadamente iguales a los gastos. En la mayoría de los casos, los costos permisibles se utilizan como medio para estimar los costos del período durante el cual las tasas estarán en vigor, y no hay ninguna intención de permitir la recuperación de costos específicos anteriores. El proceso es una forma de fijar precios, los resultados del proceso se informan en los estados financieros para fines generales de conformidad con los mismos principios contables que utilizan las entidades no reglamentadas.</p> <p>Las autoridades a veces incluyen los costos en los costos permitidos en un período distinto del período en que los costos serían cargados a los gastos por una entidad no reglamentada. En el caso de la entidad reglamentada, ese procedimiento puede hacer cualquiera de las siguientes opciones:</p> <p>a. Crear activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</p> <p>b. Reducir los activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</p>
--	--	---

		<p>c. Crear pasivos (movimientos de salidas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas).</p> <p>Para la presentación de informes financieros con fines generales, un gasto realizado para el que un regulador permite la recuperación en un período futuro se contabiliza como un gasto realizado que es reembolsable en virtud de un contrato del tipo de reembolso de gastos.</p> <p>Los requisitos de contabilidad que no estén directamente relacionados con los efectos económicos de las acciones de las tasas pueden imponerse a las empresas reglamentadas por órdenes de las autoridades y, ocasionalmente, por resoluciones judiciales o leyes.</p> <p>Esto no significa necesariamente que esos requisitos contables cumplan con los GAAP de los Estados Unidos. A menos que un orden contable indique el modo, un costo se manejará con fines de fijación de tarifas, no causa efectos económicos que justifiquen una desviación de los GAAP de los Estados Unidos aplicables a las entidades comerciales en general.</p>
Activos normativos	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.	<p>Las acciones tarifarias de una autoridad pueden proporcionar una garantía razonable de la existencia de un activo. Una entidad capitalizará la totalidad o parte de un costo en el que se incurra que de otro modo se cargaría a los gastos si se cumplen los dos criterios siguientes:</p> <p>a. Es probable (según la definición de la CSA 450) que los ingresos futuros por un monto, al menos igual al costo capitalizado, resulten de la inclusión de ese costo en los costos permitidos para efectos de la fijación de tarifas.</p> <p>b. Con base en las pruebas disponibles, los ingresos futuros se proporcionarán para permitir la recuperación de los gastos realizados anteriormente en lugar de proporcionar los niveles previstos de gastos futuros similares. Si los ingresos se proporcionan mediante una cláusula de ajuste automático de la tasa, este criterio requiere que la intención de la autoridad sea claramente la de permitir la</p>

		recuperación del costo previamente incurrido.
Pasivos normativos	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.	<p>Las acciones tarifarias de una autoridad pueden imponer un pasivo a una entidad reglamentada. Esas responsabilidades suelen ser obligaciones para los clientes de la entidad. A continuación, se indican las formas habituales en que se pueden imponer pasivos y la contabilidad resultante:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Una autoridad puede exigir el reembolso a los clientes. Los reembolsos se pueden hacer a los clientes que pagaron las cantidades que se reembolsan. Sin embargo, los reembolsos suelen hacer a los clientes actuales al reducir los cargos actuales. Los reembolsos que cumplan con los criterios de acumulación de contingencias por pérdidas (véase el párrafo 450-20-25-2) se registrarán como pasivos y como reducciones de ingresos o como gastos de la entidad regulada.</li> <li>b. Una autoridad puede proporcionar las tasas actuales con el objeto de recuperar los costos que se prevé incurrir en el futuro, en el entendido de que, si no se incurre en esos costos, las tasas futuras se reducirán en las cantidades correspondientes. Si las tasas actuales tienen por objeto recuperar esos costos y la autoridad exige que la entidad siga contabilizando las cantidades cobradas de conformidad con esas tasas y que aún no se hayan gastado para el fin previsto, la entidad no reconocerá como ingresos las cantidades cobradas conforme a esas tasas. El mecanismo habitual que utilizan las autoridades con este fin es exigir a la entidad regulada que registre el costo previsto como un pasivo en sus registros contables reglamentarios. Esas cantidades se reconocerán como pasivo y se imputarán a los ingresos únicamente cuando se incurra en los costos relacionados (Para información sobre el lineamiento relacionado en materia de aplicación, véase el párrafo 980-</li> </ol>

		<p>405-55-1).</p> <p>c. Una autoridad puede exigir que se conceda a los clientes una ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles en períodos futuros. Eso se lograría, para los efectos de la fijación de tasas, mediante la amortización de las utilidades u otra reducción de los costos netos permisibles en esos períodos futuros y la reducción de las tasas para reducir los ingresos en aproximadamente el monto de la amortización. Si una ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles se va a amortizar en períodos futuros para efectos de la fijación de tasas, la entidad reglamentada no reconocerá esa ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles en los ingresos del período en curso. En cambio, lo registrará como un pasivo por las futuras reducciones de los cargos a los clientes que se espera que resulten.</p>
Costo de remoción	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar. La NIC 37 es aplicable para la contabilización de las provisiones.	<p>Muchas entidades reglamentadas por tasas prevén actualmente en sus estados financieros los gastos relacionados con el retiro de ciertos activos de larga duración y recuperan esas cantidades en tasas que se cargan a sus clientes. Algunos de esos costos son el resultado de obligaciones de retiro de activos dentro del alcance de la ASC 410-20; otros son el resultado de costos que no están dentro del alcance de ese Subtema. Las cantidades que se cobran a los clientes por los costos relacionados con el retiro de activos de larga duración pueden diferir de los costos del período reconocidos de conformidad con ese subtema y, por lo tanto, pueden dar lugar a una diferencia en el momento del reconocimiento de los costos del período a efectos de la presentación de informes financieros y la fijación de tarifas. Puede existir una diferencia temporal adicional de reconocimiento cuando los costos relacionados con el retiro de activos de larga duración se incluyen en las cantidades que se cargan a los clientes, pero el pasivo no se reconoce en los estados financieros. Si se cumplen los requisitos de este Tema, una entidad reglamentada también reconocerá un activo o pasivo reglamentario por las diferencias en el momento del</p>

		reconocimiento de los costos del período que se relacionan con las obligaciones de retiro de activos para la presentación de informes financieros de conformidad con ese Subtema y con fines de fijación de tasas.
Previsión de fondos usados durante la construcción (AFUDC)	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar. Los costos de los préstamos se contabilizan conforme a la NIC 23.	En algunos casos, el órgano normativo exige a una entidad sujeta a su autoridad que capitalice, como parte del costo de la planta y el equipo, el costo de la financiación de la construcción, que se financia en parte con préstamos y en parte con capital social. Este costo de financiamiento de la construcción se denomina previsión de fondos utilizados durante la construcción.
Programas de ingresos alternativos	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Los ingresos se contabilizan conforme a la NIIF 15	<p>Por lo general, las empresas de servicios públicos reglamentadas cuyas tarifas se determinan en función del costo del servicio facturan a sus clientes aplicando al uso tarifas básicas aprobadas (diseñadas para recuperar los costos permitidos de la empresa de servicios públicos, incluido el rendimiento de la inversión de los accionistas). Algunos organismos reguladores de servicios públicos también han autorizado el uso de programas de ingresos adicionales y alternativos. Los principales programas de ingresos alternativos que se utilizan en la actualidad pueden dividirse generalmente en dos categorías, el tipo A y el tipo B.</p> <p>Los programas de tipo A ajustan la facturación por los efectos de las anomalías meteorológicas o de factores externos amplios o para compensar la utilidad de las iniciativas de administración de la demanda (por ejemplo, planes de no crecimiento y esfuerzos de conservación similares).</p> <p>Los programas de tipo B prevén facturaciones adicionales (premios de incentivo) si la empresa de servicios públicos alcanza ciertos objetivos, como la reducción de los costos, el logro de metas específicas o la mejora demostrable del servicio al cliente. Ambos tipos de programas permiten a la empresa de servicios públicos ajustar las tarifas en el futuro (normalmente como un recargo aplicado a las facturaciones futuras) en respuesta a actividades pasadas o eventos terminados</p>

Impuesto sobre la renta	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Los impuestos sobre las ganancias se contabilizan de conformidad con la NIC 12.	<p>En el caso de las entidades reglamentadas que cumplan los criterios de aplicación del párrafo 980-10-15-2, este Subtema específicamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Prohíbe la contabilidad y la presentación de informes netos de impuestos.</li> <li>b. Requiere el reconocimiento de un impuesto diferido acreedor para los beneficios fiscales que se transfieren a los clientes cuando se originan las diferencias temporales y para el componente de capital de la reserva de fondos utilizados durante la construcción.</li> <li>c. Requiere el ajuste de un impuesto diferido acreedor o de un impuesto diferido activo por un cambio promulgado en las leyes o tasas tributarias.</li> </ul>
Prestaciones de pensión	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Las prestaciones de pensiones se contabilizan de conformidad con la NIC 19.	Este Subtema requiere que la diferencia entre el costo neto de las pensiones periódicas, tal como se define en el Subtema 715-30, y los montos del costo de las pensiones considerados a los efectos de la fijación de tasas se reconozcan como un activo o un pasivo creado por las acciones del organismo normativo. Esas acciones del organismo normativo modifican el momento del reconocimiento del costo neto de las pensiones como un gasto; no afectan de otro modo los requisitos de ese Subtema.
Otras obligaciones en materia de prestaciones posteriores a la jubilación	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Otras prestaciones posteriores a la jubilación se contabilizan de conformidad con la NIC 19	<p>En el caso de un plan de prestaciones posteriores a la jubilación continuas, una entidad regulada por tasas reconocerá un activo normativo por la diferencia entre los costos del subtema 715-60 y otros costos de prestaciones posteriores a la jubilación incluidos en las tasas de la entidad si ésta hace ambas cosas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Determina que es probable que los ingresos futuros por un monto al menos igual al costo diferido (activo normativo) se recuperen en tasas.</li> <li>b. Cumple con todos los</li> </ul>

		<p>siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"><li data-bbox="1185 252 1437 871">1. El organismo normativo de la entidad regulada por las tasas ha emitido una orden de tasas o una declaración de política o una orden genérica aplicable a las entidades dentro de la jurisdicción del organismo normativo que permite tanto el aplazamiento de los costos del subtema 715-60 como la posterior inclusión de esos costos diferidos en las tasas de la entidad.</li><li data-bbox="1136 892 1437 1438">2. Los costos anuales del Subtema 715-60 (incluida la amortización de la obligación de transición) se incluirán en las tasas en un plazo aproximado de cinco años a partir de la fecha en que se aplique ese Subtema. El cambio a la contabilidad en valores devengados completos puede presentarse por etapas, pero el período de aplazamiento de las cantidades adicionales no excederá de aproximadamente cinco años.</li><li data-bbox="1136 1459 1437 1869">3. El período de recuperación combinado por aplazamiento autorizado por el organismo normativo para el activo normativo no excederá un aproximado de 20 años a partir de la fecha en que se aplique el subtema 715-60. En la medida en que el organismo normativo imponga un período de recuperación</li></ol>
--	--	---

		<p>diferida para los costos previstos en el subtema 715-60 superior a aproximadamente 20 años, no se reconocerá como activo normativo ningún monto proporcional de esos costos que no sea recuperable en un plazo aproximado de 20 años.</p> <p>4. El aumento porcentual de las tasas previstas en el plan de recuperación reglamentario para cada año futuro no será mayor que el aumento porcentual de las tasas previstas en el plan para cada año inmediatamente anterior. Este criterio es similar al requerido para los planes de introducción gradual en el párrafo 980-340-25-3(d). La recuperación del activo normativo en las tasas en un esquema lineal cumpliría este criterio.</p>
--	--	---