

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 2024
- 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 IRS	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 ⁽¹⁾
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		

⁽¹⁾ Las acciones comunes de Sempra también están inscritas en el Registro Nacional de Valores de la CNBV en México. La inscripción de las acciones comunes de Sempra en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia de la emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el reporte trimestral, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes. Este reporte trimestral se presenta en México de acuerdo con las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado.

Indique con una cruz si los Registrantes (1) han presentado todos los reportes que están obligados presentar conforme a la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. durante los 12 meses previos (o por aquel periodo menor para el que los Registrantes hayan estado obligados a presentar dichos reportes), y (2) han estado sujetos a dichas obligaciones de presentación durante los últimos 90 días.

Sí No

Indique con una cruz si los Registrantes han presentado por medios electrónicos todos los Archivos Interactivos de Información que están obligados 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 los Registrantes hayan estado obligados a presentar dichos reportes).

Sí No

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:

Registrante Grande Acelerado Registrante Acelerado Registrante No Acelerado Compañía Más Pequeña que Reporta Compañía de Crecimiento Emergente

San Diego Gas & Electric Company:

Registrante Grande Acelerado Registrante Acelerado Registrante No Acelerado Compañía Más Pequeña que Reporta Compañía de Crecimiento Emergente

Southern California Gas Company:

Registrante Grande Acelerado Registrante Acelerado Registrante No Acelerado Compañía Más Pequeña que Reporta Compañía de Crecimiento Emergente

Si es una compañía de crecimiento emergente, indique con una cruz si los Registrantes han 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.

Indique con una cruz si los Registrantes son 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.).

Sí No

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 al 1 de noviembre de 2024:

Sempra	633,399,264 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>
Glosario	4
Información Relacionada con Declaraciones a Futuro	7
PARTE I – INFORMACIÓN FINANCIERA	
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	46
Nota 3. Ingresos	47
Nota 4. Asuntos Reglamentarios	51
Nota 5. Sempra – Inversiones en Entidades No Consolidadas	54
Nota 6. Deuda y Líneas de Crédito	56
Nota 7. Instrumentos Financieros Derivados	59
Nota 8. Medidas a Valor Razonable	66
Nota 9. Sempra – Participación y Utilidades por Acción Común	72
Nota 10. Estación de Generación de Energía Nuclear de San Onofre	75
Nota 11. Compromisos y Contingencias	77
Nota 12. Sempra – Información por Segmento	84
Punto 2. Comentarios y Análisis de la Administración Sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación	86
Resumen General	86
Resultados de Operación por Registrante	86
Recursos de Capital y Liquidez	106
Estimaciones Contables Críticas	121
Nuevas Normas Contables	121
Punto 3. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado	121
Punto 4. Controles y Procedimientos	123
PARTE II – OTRA INFORMACIÓN	
Punto 1. Procedimientos Legales	123
Punto 1A. Factores de Riesgo	123
Punto 5. Otra Información	125
Punto 6. Anexos	127
Firmas	131

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 los Registrantes que reportan en lo individual se presenta por dicha entidad en su propio nombre. Cada Registrante 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 Registrante. 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 Registrante, excepto por las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, los cuales están combinados para todos los Registrantes. Todos los Puntos distintos a la Parte I – Punto 1 están combinados para los tres Registrantes.

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.¹

GLOSSARY	
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>)
amparo	un juicio constitucional extraordinario regulado por los Artículos 103 y 107 de la Constitución Política de México y que es presentado ante un tribunal federal mexicano.
Reporte Anual	Reporte Anual en la Forma 10-K para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023
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
ASU	por sus siglas en inglés, Actualización de Estándares de Contabilidad (<i>Accounting Standards Update</i>)
Programa ATM	programa de oferta de capital secundaria (<i>at-the-market equity offering program</i>) conforme al contrato de compraventa
Bcf	mil millones de pies cúbicos
Bechtel	Bechtel Energy 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
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
CNBV	Comisión Nacional Bancaria y de Valores
CODM	por sus siglas en inglés, responsable de decisiones operativas (<i>chief operating decision maker</i>) como se define en la ASC 280
ConocoPhillips	ConocoPhillips Company
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, 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>)
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas, Inc., del ISO y coordinador regional de diversos sistemas de electricidad en Texas
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 1934 de los EE.UU., según sea modificada
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>)

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

GLOSARIO (CONTINÚA)

HOA	por sus siglas en inglés, Términos del Acuerdo (<i>Heads of Agreement</i>)
IEnova	Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.
IMG	Infraestructura Marina del Golfo
INEOS	INEOS Energy Trading Limited, una subsidiaria de INEOS Limited
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 (<i>Inflation Reduction Act</i>)
IRS	por sus siglas en inglés, Servicio de Impuestos Internos de EE.UU. (<i>U.S. Internal Revenue Service</i>)
ISO	por sus siglas en inglés, un Operador de Sistemas Independiente (<i>Independent System Operator</i>)
ITC	por sus siglas en inglés, crédito fiscal por inversiones
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.
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>)
Bolsa Mexicana de Valores	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V., o BMV
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>)
MW	megawatt
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 desmantelamiento nuclear (<i>nuclear decommissioning trusts</i>)
NEIL	Nuclear Electric Insurance Limited
NYSE	Bolsa de Valores de Nueva York
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	Oficina de Seguridad de Infraestructura Energética
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.
Otros Sempra	todas las entidades consolidadas de Sempra, excepto SDG&E y SoCalGas
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 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>)
Registrantes	tiene el significado establecido en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. y para propósitos de este reporte incluyen Sempra, SDG&E y SoCalGas
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.

GLOSARIO (CONTINÚA)

contrato de compraventa	Contrato de Compraventa de la Oferta de Capital ATM, de fecha 6 de noviembre de 2024, celebrado entre Sempra y Barclays Capital Inc., BofA Securities, Inc., Citigroup Global Markets Inc., Goldman Sachs & Co. LLC, J.P. Morgan Securities LLC, Mizuho Securities USA LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities Americas Inc., RBC Capital Markets, LLC, Scotia Capital (USA) Inc., y Wells Fargo Securities, LLC (cada una como agente de ventas o vendedor a plazo) y Barclays Bank PLC, Bank of America, N.A., Citibank, N.A., Goldman Sachs & Co. LLC, JPMorgan Chase Bank, National Association, Mizuho Markets Americas LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities EMEA plc, Royal Bank of Canada, The Bank of Nova Scotia y Wells Fargo Bank, National Association, o una de sus afiliadas respetivas (cada una un comprador a plazo)
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>)
SEDATU	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
SENER	Secretaría de Energía
acciones preferentes serie A	las acciones preferentes, de conversión obligatoria de 6%, serie A
acciones preferentes serie B	las acciones preferentes, de conversión obligatoria de 6.75%, serie B
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>)
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 Norte	TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.
TAG Pipelines	TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.
TCEQ	por sus siglas en inglés Comisión de Calidad Ambiental de Texas (<i>Texas Commission on Environmental Quality</i>)
TdM	Termoeléctrica de Mexicali
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
TO6	por sus siglas en inglés, la Tarifa de la Fórmula de Propietario de Transmisión Eléctrica (<i>Electric Transmission Owner Formula Rate</i>) nueva solicitud
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>)
IVA	impuesto al valor agregado
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

En este reporte, las referencias a “Sempra” se refieren a Sempra y a sus empresas consolidadas, conjuntamente, y las referencias a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “nuestra compañía” son aplicable al Registrante y a sus empresas consolidadas, conjuntamente, en cada caso, 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 A DECLARACIONES A FUTURO

Este reporte hacemos declaraciones que constituyen 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”, “concibe”, “debería”, “podrá”, “haría”, “hará”, “confianza”, “podría”, “puede”, “potencialmente”, “posiblemente”, “propuesto”, “en proceso”, “construye”, “desarrolla”, “oportunidad”, “preliminar”, “iniciativa”, “meta”, “perspectiva”, “optimista”, “preparado”, “posiciona”, “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 incapacidad para recuperar todos o una porción sustancial de los costos a través de seguros, el Fondo Contra Incendios Forestales, en las tarifas de los clientes o una combinación de las anteriores
- decisiones, auditorías, investigaciones, regulaciones, negación o revocación de permisos, consentimientos, aprobaciones u otras autorizaciones, renovaciones y otras acciones, incluyendo la incapacidad de cumplir con los contratos y compromisos, por parte de (i) CPUC, CRE, DOE, FERC, IRS, PUCT y otras entidades reglamentarias y (ii) EE.UU., México y estados, condados, ciudades y otras jurisdicciones en esos y en otros países en los que hacemos negocios
- el éxito de nuestros esfuerzos de desarrollo de negocios, construcción de proyecto, de adquisiciones, desinversiones, y otras operaciones relevantes, incluyendo riesgos relacionados con (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, (iii) realizar los beneficios anticipados por cualquier de estos esfuerzos en caso de que se completen, (iv) obtener los consentimientos y aprobaciones de terceros, y (v) el cumplimiento de los contratos y compromisos de terceros
- tendencias macroeconómicas y otros factores que pueden cambiar nuestros planes de gastos de capital y su impacto potencial en la tasa base u otro crecimiento
- litigio, arbitraje, disputas de propiedad y otros procesos, y cambios (i) en las leyes y regulaciones, incluyendo aquellas relacionadas con impuestos y políticas de comercio y la industria energética en México y (ii) debido a resultados de elecciones
- amenazas de ciberseguridad, incluyendo por actores del estado y patrocinados por el estado, de ransomware u otros ataques en nuestros sistemas o de terceros con las cuales desarrollemos nuestro negocio, incluyendo la red de energía u otra infraestructura energética
- la disponibilidad, usos, suficiencia, y costos de recursos de capital y nuestra capacidad de tomar créditos u otra forma de obtener capital en términos favorables y para 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) fluctuación de las tasas de interés y la inflación
- el impacto en la accesibilidad de las tarifas de clientes y 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 cumplir con la demanda de energía confiable y de menores emisiones de carbono en California, y (iii) respecto al negocio de Sempra Infrastructure, volatilidad en los tipos de cambios
- el impacto de las políticas climáticas, leyes, reglas, regulación, tendencias y presentaciones requeridas, incluyendo acciones para reducir o eliminar la dependencia al gas natural, cualquier deterioro de o mayor incertidumbre en el ambiente político o regulatorio para las empresas de distribución de gas natural de California y el riesgo de no recuperar los activos abandonados, e incertidumbre relacionada con tecnologías emergentes
- clima, desastres naturales, pandemias, accidentes, falla de equipos, explosiones, terrorismo, desconexión del sistema informático u otros eventos, como suspensiones de trabajo, 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 de 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, sistema de ductos o limitaciones de inyección y 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		Nueve meses terminados el	
	30 de septiembre de		30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
(no auditado)				
INGRESOS				
Servicios Públicos:				
Gas natural	\$ 1,195	\$ 1,488	\$ 4,798	\$ 7,560
Eléctrico	1,069	1,250	3,269	3,331
Negocios relacionados con la energía	512	596	1,360	2,338
Ingresos totales	2,776	3,334	9,427	13,229
GASTOS Y OTRA UTILIDAD				
Servicios Públicos:				
Costo del gas natural	(99)	(260)	(790)	(3,254)
Costo del combustible eléctrico y energía adquirida	18	(183)	(227)	(385)
Costo de ventas de negocios relacionados con la energía	(134)	(163)	(297)	(437)
Operación y mantenimiento	(1,326)	(1,383)	(3,871)	(3,958)
Depreciación y amortización	(614)	(563)	(1,811)	(1,651)
Comisiones por franquicias y otros impuestos	(175)	(169)	(515)	(509)
Otra utilidad, neta	65	3	194	75
Utilidad por intereses	17	19	47	60
Gasto por intereses	(328)	(312)	(944)	(995)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	200	323	1,213	2,175
Beneficio (gasto) por impuesto a la utilidad	105	52	63	(499)
Participación en utilidades	454	479	1,235	1,086
Utilidad neta	759	854	2,511	2,762
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(110)	(122)	(325)	(435)
Dividendos preferentes	(11)	(11)	(33)	(33)
Dividendos preferentes de subsidiaria	—	—	(1)	(1)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 638	\$ 721	\$ 2,152	\$ 2,293
EPS Básica:				
Utilidades	\$ 1.01	\$ 1.14	\$ 3.40	\$ 3.64
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	633,752	630,036	633,342	629,963
EPS Diluida:				
Utilidades	\$ 1.00	\$ 1.14	\$ 3.38	\$ 3.63
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	638,061	632,324	636,566	632,231

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL
(En millones de dólares)

	Capital contable de Semptra					Participación no controladora (después de impuestos)	Total
	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos a la utilidad	Monto neto de impuestos				
	(no auditado)						
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023							
2024:							
Utilidad neta	\$ 544	\$ 105	\$ 649	\$ 110	\$ 759		
Otra utilidad (pérdida) integral:							
Ajustes por conversión de tipo de cambio	(12)	—	(12)	(5)	(17)		
Instrumentos financieros	(74)	20	(54)	(171)	(225)		
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	3	(1)	2	—	2		
Total de otra pérdida integral	(83)	19	(64)	(176)	(240)		
Utilidad (pérdidas) integral	\$ 461	\$ 124	\$ 585	\$ (66)	\$ 519		
2023:							
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		
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023							
2024:							
Utilidad neta	\$ 2,123	\$ 63	\$ 2,186	\$ 325	\$ 2,511		
Otra utilidad (pérdida) integral:							
Ajustes por conversión de tipo de cambio	(25)	—	(25)	(11)	(36)		
Instrumentos financieros	(26)	4	(22)	(2)	(24)		
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	16	(4)	12	—	12		
Total de otra pérdida integral	(35)	—	(35)	(13)	(48)		
Utilidad integral	2,088	63	2,151	312	2,463		
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)		
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 2,087	\$ 63	\$ 2,150	\$ 312	\$ 2,462		
2023:							
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		

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

SEMPRA
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS

(En millones de dólares)

30 de septiembre
de 2024

31 de diciembre
de 2023⁽¹⁾

(no auditado)

ACTIVOS

Activos circulantes:

Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 560	\$ 236
Efectivo restringido	22	49
Cuentas por cobrar – comercial, neto	1,716	2,151
Cuentas por cobrar – otras, neto	422	561
Deudas por afiliadas no consolidadas	14	31
Impuestos por cobrar	152	94
Inventarios	519	482
Gastos pagados por anticipado	314	273
Activos reglamentarios	59	226
Contratos de precio fijo y otros derivados	111	122
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	1,169	1,189
Otros activos circulantes	41	56
Total de activos circulantes	5,099	5,470

Otros activos:

Efectivo restringido	108	104
Activos reglamentarios	4,325	3,771
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	971	301
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	906	872
Activos dedicados en apoyo de ciertos planes de beneficios	585	549
Impuestos diferidos	144	129
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	888	723
Inversión en Oncor Holdings	15,160	14,266
Otras inversiones	2,412	2,244
Crédito mercantil	1,602	1,602
Otros activos intangibles	299	318
Fondo contra incendios forestales	268	269
Otros activos a largo plazo	1,706	1,603
Total de otros activos	29,374	26,751

Propiedad, planta y equipo:

Propiedad, planta y equipo	77,896	72,495
Menos depreciación y amortización acumulada	(18,621)	(17,535)
Propiedad, planta y equipo, neto	59,275	54,960
Total de activos	\$ 93,748	\$ 87,181

⁽¹⁾ 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 2024	31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
	(no auditado)	
PASIVOS Y CAPITAL		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ 2,187	\$ 2,342
Cuentas por pagar – comercial	1,966	2,211
Cuentas por pagar – otras	227	224
Deudas a afiliadas no consolidadas	—	5
Dividendos e intereses por pagar	816	691
Compensación acumulada y beneficios	541	526
Pasivos reglamentarios	523	553
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	1,212	975
Obligaciones por gases de efecto invernadero	1,169	1,189
Otros pasivos circulantes	1,202	1,374
Total de pasivos circulantes	9,843	10,090
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	30,964	27,759
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Deudas a afiliadas no consolidadas	347	307
Pasivos reglamentarios	4,118	3,739
Obligaciones por gases de efecto invernadero	495	—
Obligaciones de pensiones y otros planes de beneficios posteriores al retiro, neto de activos de planes	377	407
Impuestos diferidos	5,404	5,254
Obligaciones de retiro de activos	3,710	3,642
Créditos diferidos y otros	2,610	2,329
Total de créditos diferidos y otros pasivos	17,061	15,678
Compromisos y contingencias (Nota 11)		
Capital:		
Acciones preferentes (50,000,000 acciones autorizadas):		
Acciones preferentes, serie C (900,000 acciones en circulación)	889	889
Acciones comunes (1,125,000,000 acciones autorizadas; 633,214,870 y 631,431,732 acciones en circulación al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, respectivamente; sin expresión de valor nominal)	12,292	12,204
Utilidades retenidas	16,707	15,732
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(185)	(150)
Total de capital contable de Sempra	29,703	28,675
Acciones preferentes de subsidiarias	20	20
Otra participación no controladora	6,157	4,959
Total de capital	35,880	33,654
Total de pasivos y capital	\$ 93,748	\$ 87,181

⁽¹⁾ 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	
	2024	2023
	(no auditado)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta	\$ 2,511	\$ 2,762
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	1,811	1,651
Impuestos diferidos y créditos fiscales por inversiones	(223)	234
Participación en utilidades	(1,235)	(1,086)
Gastos de compensación con acciones	63	53
Contratos de precio fijo y otros derivados	11	(580)
Gasto por deuda incobrable	149	368
Otros	7	6
Cambio neto en componentes del capital de trabajo	55	1,610
Distribuciones de inversiones	654	668
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, neto	(261)	(557)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>3,542</u>	<u>5,129</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(5,765)	(6,074)
Gastos por inversiones	(588)	(281)
Compras de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	(658)	(462)
Ingresos de las ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	704	503
Otros	11	10
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(6,296)</u>	<u>(6,304)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Dividendos comunes pagados	(1,121)	(1,109)
Dividendos preferentes pagados	(22)	(22)
Emisiones de acciones comunes	26	—
Recompras de acciones comunes	(41)	(32)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	6,437	6,911
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(2,216)	(6,018)
(Disminución) aumento en deuda a corto plazo, neto	(929)	629
Anticipos de afiliadas no consolidadas	85	31
Ingresos de las ventas de participación no controladora, netos	—	1,238
Distribuciones a participación no controladora	(235)	(289)
Contribuciones de participación no controladora	1,121	1,036
Liquidación de swaps de divisas cruzadas	—	(99)
Otros	(39)	(78)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>3,066</u>	<u>2,198</u>
Efecto de tipo de cambio en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	<u>(11)</u>	<u>6</u>
Aumento en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	301	1,029
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 1 de enero	389	462
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 30 de septiembre	<u>\$ 690</u>	<u>\$ 1,491</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	
	2024	2023
	(no auditado)	
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO		
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 814	\$ 836
Pago de impuestos a la utilidad, neto de devoluciones	272	162
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO		
Intereses devengados por cobrar sumados a pagaré por cobrar	\$ 13	\$ 12
Pagos de anticipos de afiliada no consolidada en lugar de distribuciones	62	36
Gastos de capital acumulados	1,059	1,200
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	27	47
Disminución en ARO por inversión en PP&E	(9)	(15)
Dividendos preferentes declarados, pero no pagados	22	22
Dividendos comunes en emisión de acciones	40	—
Dividendos comunes declarados, pero no pagados	392	374
Contribuciones de NCI	—	200
Ajuste posterior al cierre de la venta NCI por pagar	—	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	Capital contable de Sempra	Participación no controladora	Total de capital
(no auditado)							
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024							
Balance al 30 de junio de 2024	\$ 889	\$ 12,250	\$ 16,461	\$ (121)	\$ 29,479	\$ 5,940	\$ 35,419
Utilidad neta			649		649	110	759
Otra pérdida integral				(64)	(64)	(176)	(240)
Gastos de compensación con acciones		22			22		22
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$12.19 dólares/acción)			(11)		(11)		(11)
Acciones comunes (\$0.62 dólares/acción)			(392)		(392)		(392)
Emisiones de acciones comunes		21			21		21
Recompras de acciones comunes		(1)			(1)		(1)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						335	335
Distribuciones						(32)	(32)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 889	\$ 12,292	\$ 16,707	\$ (185)	\$ 29,703	\$ 6,177	\$ 35,880
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
Utilidad neta			732		732	122	854
Otra utilidad integral				107	107	202	309
Gastos de compensación con acciones		22			22		22
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$12.19 dólares/acción)			(11)		(11)		(11)
Acciones comunes (\$0.60 dólares/acción)			(374)		(374)		(374)
Recompras 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

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 2024							
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 889	\$ 12,204	\$ 15,732	\$ (150)	\$ 28,675	\$ 4,979	\$ 33,654
Utilidad neta			2,186		2,186	325	2,511
Otra pérdida integral				(35)	(35)	(13)	(48)
Gastos de compensación con acciones		63			63		63
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$36.57 dólares/acción)			(33)		(33)		(33)
Acciones comunes (\$1.86 dólares/acción)			(1,177)		(1,177)		(1,177)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Emisiones de acciones comunes		66			66		66
Recompras de acciones comunes		(41)			(41)		(41)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						1,121	1,121
Distribuciones						(235)	(235)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 889	\$ 12,292	\$ 16,707	\$ (185)	\$ 29,703	\$ 6,177	\$ 35,880
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
Utilidad neta			2,327		2,327	435	2,762
Otra utilidad integral				121	121	212	333
Gastos de compensación con acciones		53			53		53
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$36.57 dólares/acción)			(33)		(33)		(33)
Acciones comunes (\$1.79 dólares/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

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		Nueve meses terminados el	
	30 de septiembre de		30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
	(no auditado)			
Ingresos de operaciones:				
Eléctrico	\$ 1,073	\$ 1,254	\$ 3,282	\$ 3,343
Gas natural	170	188	695	1,014
Total de ingresos de operaciones	1,243	1,442	3,977	4,357
Gastos de operación:				
Costo del combustible eléctrico y energía adquirida	(5)	200	277	442
Costo del gas natural	38	45	177	462
Operación y mantenimiento	420	463	1,254	1,364
Depreciación y amortización	308	280	910	810
Comisiones por franquicias y otros impuestos	106	101	301	287
Total de gastos de operación	867	1,089	2,919	3,365
Utilidad de operación	376	353	1,058	992
Otra utilidad, neta	30	25	86	75
Utilidad por intereses	1	7	5	12
Gasto por intereses	(131)	(126)	(390)	(367)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	276	259	759	712
(Gasto) beneficio por impuesto a la utilidad	(15)	15	(89)	4
Utilidad neta/Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 261	\$ 274	\$ 670	\$ 716

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	(Gasto) beneficio de impuestos	Monto neto de impuestos
	(no auditado)		
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023		
2024:			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 276	\$ (15)	\$ 261
2023:			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 259	\$ 15	\$ 274
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023		
2024:			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 759	\$ (89)	\$ 670
2023:			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 712	\$ 4	\$ 716

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
BALANCES GENERALES CONDENSADOS

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
	(no auditado)	
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 15	\$ 50
Cuentas por cobrar – comercial, neto	867	870
Cuentas por cobrar – otras, neto	108	141
Deudas por afiliadas no consolidadas	8	—
Impuestos por cobrar, neto	240	236
Inventarios	182	153
Gastos pagados por anticipado	171	165
Activos reglamentarios	15	19
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	158	158
Otros activos circulantes	30	31
Total de activos circulantes	1,794	1,823
Otros activos:		
Activos reglamentarios	2,164	1,968
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	298	202
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	906	872
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	542	368
Fondo contra incendios forestales	268	269
Otros activos a largo plazo	165	134
Total de otros activos	4,343	3,813
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	32,480	30,918
Menos depreciación y amortización acumulada	(7,852)	(7,369)
Propiedad, planta y equipo, neto	24,628	23,549
Total de activos	\$ 30,765	\$ 29,185

⁽¹⁾ Derivado de estados financieros auditados.

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

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

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
	(no auditado)	
PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ 384	\$ —
Cuentas por pagar	823	808
Deudas a afiliadas no consolidadas	48	73
Impuestos por pagar	117	81
Compensación acumulada y beneficios	162	145
Comisiones por franquicias acumuladas	53	112
Pasivos reglamentarios	264	447
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	41	441
Obligaciones por gases de efecto invernadero	158	158
Obligaciones de retiro de activos	110	116
Otros pasivos circulantes	274	216
Total de pasivos circulantes	2,434	2,597
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	10,021	9,453
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Pasivos reglamentarios	2,771	2,534
Obligaciones por gases de efecto invernadero	65	—
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	77	79
Impuestos diferidos	3,080	2,873
Obligaciones de retiro de activos	771	778
Créditos diferidos y otros	1,199	969
Total de créditos diferidos y otros pasivos	7,963	7,233
Compromisos y contingencias (Nota 11)		
Capital contable:		
Acciones preferentes (45,000,000 acciones autorizadas; ninguna emitida)	—	—
Acciones comunes (255,000,000 acciones autorizadas; 116,583,358 de acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	1,660	1,660
Utilidades retenidas	8,695	8,250
Otra utilidad (pérdida) integrales acumuladas	(8)	(8)
Total de capital contable	10,347	9,902
Total de pasivos y capital contable	\$ 30,765	\$ 29,185

⁽¹⁾ 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	
	2024	2023
	(no auditado)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta	\$ 670	\$ 716
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	910	810
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	94	(56)
Gasto por deuda incobrable	46	94
Otros	(19)	(30)
Cambio neto en componentes del capital de trabajo	(204)	269
Cambios en activos y pasivos no circulantes, neto	(54)	(319)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>1,443</u>	<u>1,484</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,838)	(1,893)
Compras de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear	(605)	(391)
Ingresos de las ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear	639	437
Otros	11	9
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(1,793)</u>	<u>(1,838)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Dividendos comunes pagados	(225)	(100)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	594	1,389
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(432)	(479)
Aumento (disminución) en deuda a corto plazo, neto	384	(205)
Costos de emisión de deuda	(6)	(12)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>315</u>	<u>593</u>
(Disminución) aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	(35)	239
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	50	7
Efectivo y equivalentes de efectivo, 30 de septiembre	<u>\$ 15</u>	<u>\$ 246</u>
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO		
Pagos de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 348	\$ 315
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO		
Gastos de capital acumulados	\$ 214	\$ 237
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	8	7
Aumento en ARO por inversión en PP&E	—	13

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 2024				
Balance al 30 de junio de 2024	\$ 1,660	\$ 8,659	\$ (8)	\$ 10,311
Utilidad neta		261		261
Dividendos de acciones comunes declarados (\$1.93 dólares/ acción)		(225)		(225)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 1,660	\$ 8,695	\$ (8)	\$ 10,347
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 30 de junio de 2023	\$ 1,660	\$ 7,856	\$ (7)	\$ 9,509
Utilidad neta		274		274
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86 dólares/ acción)		(100)		(100)
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,030	\$ (7)	\$ 9,683
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024				
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,250	\$ (8)	\$ 9,902
Utilidad neta		670		670
Dividendos de acciones comunes declarados (\$1.93 dólares/ acción)		(225)		(225)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 1,660	\$ 8,695	\$ (8)	\$ 10,347
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 1,660	\$ 7,414	\$ (7)	\$ 9,067
Utilidad neta		716		716
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86 dólares/ acción)		(100)		(100)
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,030	\$ (7)	\$ 9,683

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
ESTADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el		Nueve meses terminados el	
	30 de septiembre de		30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
	(no auditado)			
Ingresos de operaciones	\$ 1,054	\$ 1,313	\$ 4,168	\$ 6,574
Gastos de operación:				
Costo del gas natural	82	224	661	2,855
Operación y mantenimiento	678	733	1,998	2,073
Depreciación y amortización	228	211	675	625
Comisiones por franquicias y otros impuestos	66	64	200	209
Total de gastos de operación	1,054	1,232	3,534	5,762
Utilidad de operación	—	81	634	812
Otra utilidad (gasto), neta	13	(2)	73	(9)
Utilidad por intereses	3	2	7	7
Gasto por intereses	(82)	(70)	(237)	(210)
(Pérdida) utilidad antes de impuestos a la utilidad	(66)	11	477	600
Beneficio (gasto) beneficio por impuesto a la utilidad	52	5	(1)	(68)
(Pérdida) utilidad neta	(14)	16	476	532
Dividendos preferentes	—	—	(1)	(1)
(Pérdidas) utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ (14)	\$ 16	\$ 475	\$ 531

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 2024 y 2023		
2024:			
Pérdida neta/Pérdida integral	\$ (66)	\$ 52	\$ (14)
2023:			
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
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023			
2024:			
Utilidad neta	\$ 477	\$ (1)	\$ 476
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	1	—	1
Total de otra utilidad integral	2	—	2
Utilidad integral	\$ 479	\$ (1)	\$ 478
2023:			
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

Ver Notas a los Estados Financieros Condensados.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
BALANCES GENERALES CONDENSADOS

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
	(no auditado)	
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 2	\$ 2
Cuentas por cobrar – comercial, neto	557	985
Cuentas por cobrar – otras, neto	75	102
Deudas por afiliadas no consolidadas	2	22
Inventarios	283	277
Activos reglamentarios	43	204
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	928	950
Otros activos circulantes	105	100
Total de activos circulantes	<u>1,995</u>	<u>2,642</u>
Otros activos:		
Activos reglamentarios	2,075	1,715
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	551	62
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	20	29
Otros activos a largo plazo	705	645
Total de otros activos	<u>3,351</u>	<u>2,451</u>
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	28,369	27,025
Menos depreciación y amortización acumulada	(8,253)	(7,852)
Propiedad, planta y equipo, neto	<u>20,116</u>	<u>19,173</u>
Total de activos	\$ 25,462	\$ 24,266

⁽¹⁾ 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 2024	31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
	(no auditado)	
PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ 500	\$ 946
Cuentas por pagar – comercial	477	811
Cuentas por pagar – otras	179	184
Deudas a afiliadas no consolidadas	43	38
Compensación acumulada y beneficios	247	213
Pasivos reglamentarios	257	103
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	373	523
Obligaciones por gases de efecto invernadero	928	950
Obligaciones de retiro de activos	72	73
Otros pasivos circulantes	481	566
Total de pasivos circulantes	<u>3,557</u>	<u>4,407</u>
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	<u>7,027</u>	<u>6,288</u>
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Pasivos reglamentarios	1,346	1,202
Obligaciones por gases de efecto invernadero	396	—
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	199	231
Impuestos diferidos	1,821	1,586
Obligaciones de retiro de activos	2,845	2,774
Créditos diferidos y otros	384	368
Total de créditos diferidos y otros pasivos	<u>6,991</u>	<u>6,161</u>
Compromisos y contingencias (Nota 11)		
Capital contable:		
Acciones preferentes (11,000,000 acciones autorizadas; 862,043 acciones en circulación)	22	22
Acciones comunes (100,000,000 acciones autorizadas; 91,300,000 acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	2,316	2,316
Utilidades retenidas	5,570	5,095
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(21)	(23)
Total de capital contable	<u>7,887</u>	<u>7,410</u>
Total de pasivos y capital contable	\$ 25,462	\$ 24,266

⁽¹⁾ 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	
	2024	2023
	(no auditado)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta	\$ 476	\$ 532
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:		
Depreciación y amortización	675	625
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	4	79
Gasto por deuda incobrable	70	272
Otros	(21)	(9)
Cambio neto en componentes del capital de trabajo	321	(1)
Cambios en activos y pasivos no circulantes, neto	(155)	(234)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>1,370</u>	<u>1,264</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,491)	(1,451)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(1,491)</u>	<u>(1,451)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Dividendos preferentes pagados	(1)	(1)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	1,594	997
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(517)	(1,115)
(Disminución) aumento en deuda a corto plazo, neto	(946)	320
Costos de emisión de deuda	(9)	(9)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>121</u>	<u>192</u>
Aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	—	5
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	2	21
Efectivo y equivalentes de efectivo, 30 de septiembre	<u>\$ 2</u>	<u>\$ 26</u>
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO		
Pagos de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 189	\$ 183
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO		
Gastos de capital acumulados	\$ 265	\$ 253
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	19	40
Disminución en ARO por inversión en PP&E	(9)	(28)

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 2024					
Balance al 30 de junio de 2024	\$ 22	\$ 2,316	\$ 5,584	\$ (21)	\$ 7,901
Pérdida neta				(14)	(14)
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$0.38 dólares/acción)			—		—
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 22	\$ 2,316	\$ 5,570	\$ (21)	\$ 7,887
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023					
Balance al 30 de junio de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,899	\$ (22)	\$ 7,215
Utilidad neta				16	16
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$0.38 dólares/acción)			—		—
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,915	\$ (22)	\$ 7,231
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024					
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 5,095	\$ (23)	\$ 7,410
Utilidad neta				476	476
Otra utilidad integral				2	2
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.13 dólares/acción)			(1)		(1)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ 22	\$ 2,316	\$ 5,570	\$ (21)	\$ 7,887
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023					
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,384	\$ (24)	\$ 6,698
Utilidad neta				532	532
Otra utilidad integral				2	2
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.13 dólares/acción)			(1)		(1)
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 4,915	\$ (22)	\$ 7,231

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

Los Estados Financieros Consolidados Condensados de Sempra incluyen las cuentas de Sempra, una compañía controladora con sede en California, y sus entidades consolidadas, que invierten en el desarrollo y operación de infraestructura energética en Norteamérica, y prestan servicios de electricidad y gas a los clientes.

Sempra tiene tres segmentos reportables individualmente, que describimos en la Nota 12. En el cuarto trimestre de 2023, Sempra realineó sus segmentos reportables para reflejar los cambios en la forma en que el CODM supervisa nuestras tres plataformas: Sempra California, Sempra Texas Utilities y Sempra Infrastructure. Nuestros antiguos segmentos reportables, SDG&E y SoCalGas, se combinaron en un segmento operativo y reportable, Sempra California, que es consistente con la forma en que el CODM evalúa el desempeño debido a las similitudes de sus operaciones, incluida la ubicación geográfica y la regulación en California. La información histórica por segmentos de Sempra se ha reformulado para ajustarla a la presentación actual, de modo que todas las descripciones reflejen la información revisada por segmentos de sus tres segmentos reportables. Todas las referencias 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. SDG&E es una empresa de servicios públicos regulada, que presta servicios eléctricos a los condados de San Diego y el sur de Orange y gas natural al condado de San Diego. SDG&E tiene un segmento reportable.

SoCalGas

Las acciones comunes de SoCalGas son totalmente propiedad de Pacific Enterprises, que es una subsidiaria totalmente propiedad de Sempra. SoCalGas es una empresa de servicios públicos regulada de distribución de gas natural, que presta servicios a clientes en casi toda la parte del sur de California y parte del centro de California. SoCalGas tiene un segmento reportable.

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 condensados de cada Registrante.

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 2024 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 2023 en el balance general de los Estados Financieros Consolidados Condensados ha sido derivada de nuestros Estados Financieros Consolidados auditados de 2023 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.

Nuestro segmento de Sempra Infrastructure incluye las empresas operativas de nuestra subsidiaria, SI Partners, así como ciertas sociedades controladoras y la actividad de administración de riesgos. 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.

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 2024 y al 31 de diciembre 2023. 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 \$1,144 millones de dólares y \$1,166 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre 2023, 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 las Notas a 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.

Otros Sempra

Oncor Holdings

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 \$15,160 millones de dólares y \$14,266 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

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 fue de \$1,068 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024 y \$1,008 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023. 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 \$1,715 millones de dólares y \$1,580 millones de dólares en activos al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, 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 \$1,060 millones de dólares y \$1,029 millones de dólares en pasivos al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, consistiendo principalmente en

deuda a largo 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 \$5,446 millones de dólares y \$3,927 millones de dólares de activos al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, consistentes principalmente de PP&E, neto, 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 \$865 millones de dólares y \$600 millones de dólares en pasivos al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, 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.

EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

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. Proporcionamos información respecto a la naturaleza del efectivo restringido en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

RECONCILIACIÓN DE EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 560	\$ 236
Efectivo restringido, circulante	22	49
Efectivo restringido, no circulante	108	104
Total de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido en los Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo	\$ 690	\$ 389

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 adeudados por 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.

La implementación de programas de asistencia al cliente, y el aumento de la facturación a los clientes durante la temporada de invierno de 2023, han dado lugar a que ciertos clientes de SDG&E y SoCalGas exhiban pagos más lentos y niveles de impago más elevados que los registrados históricamente. En enero de 2024, la CPUC instruyó a SDG&E y SoCalGas a ofrecer planes de amortización a largo plazo a clientes residenciales elegibles con saldos 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 más adelante y en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

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

CAMBIOS EN RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	2024	2023
Sempra:		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 533	\$ 181
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	149	374
Cancelaciones	(169)	(74)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 513	\$ 481
SDG&E:		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 144	\$ 78
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	46	96
Cancelaciones	(63)	(34)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 127	\$ 140
SoCalGas:		
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 331	\$ 98
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	70	276
Cancelaciones	(107)	(40)
Reservas para pérdidas crediticias al 30 de septiembre	\$ 294	\$ 334

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

RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS

(En millones de dólares)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 441	\$ 480
Cuentas por cobrar – otras, neto	57	52
Otros activos de largo plazo	15	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 513	\$ 533
SDG&E:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 94	\$ 116
Cuentas por cobrar – otras, neto	26	27
Otros activos de largo plazo	7	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 127	\$ 144
SoCalGas:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 255	\$ 306
Cuentas por cobrar – otras, neto	31	25
Otros activos de largo plazo	8	—
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 294	\$ 331

Según describimos más adelante en “Pagaré por Cobrar” tenemos un pagaré que devenga intereses a cargo 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 2024 y al 31 de diciembre de 2023, \$5 millones de dólares y \$6 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 Infrastructure 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. Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, \$5 millones de dólares de pérdidas crediticias esperadas, se incluyen en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

TRANSACCIONES CON AFILIADAS

Resumimos los montos adeudados por y a afiliadas no consolidadas en los Registrantes en la siguiente tabla.

MONTOS ADEUDADOS POR (A) AFILIADAS NO CONSOLIDADAS		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra:		
Acuerdo de reparto de impuestos con Oncor Holdings	\$ 8	\$ 25
Diversas afiliadas	6	6
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ 14</u>	<u>\$ 31</u>
TAG Pipelines – 5.5% Nota con vencimiento al 9 de enero de 2024 ⁽¹⁾	\$ —	\$ (5)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ —</u>	<u>\$ (5)</u>
TAG Pipelines⁽¹⁾:		
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2025	\$ —	\$ (24)
5.5% Nota con vencimiento al 16 de julio de 2025	—	(23)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2026	(8)	(20)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de julio de 2026	(12)	(11)
5.5% Nota con vencimiento al 19 de enero de 2027	(15)	(14)
5.5% Nota con vencimiento al 21 de julio de 2027	(18)	(17)
5.5% Nota con vencimiento al 19 de enero de 2028	(47)	—
5.5% Nota con vencimiento al 18 de julio de 2028	(41)	—
TAG Norte – 5.74% Nota con vencimiento al 17 de diciembre de 2029 ⁽¹⁾	(206)	(198)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – no circulante	<u>\$ (347)</u>	<u>\$ (307)</u>
SDG&E:		
SoCalGas	\$ 8	\$ —
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ 8</u>	<u>\$ —</u>
Sempra	\$ (40)	\$ (44)
SoCalGas	—	(21)
Diversas afiliadas	(8)	(8)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ (48)</u>	<u>\$ (73)</u>
Impuestos a la utilidad adeudados por Sempra ⁽²⁾	\$ 251	\$ 246
SoCalGas:		
SDG&E	\$ —	\$ 21
Diversas afiliadas	2	1
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ 2</u>	<u>\$ 22</u>
Sempra	\$ (35)	\$ (38)
SDG&E	(8)	—
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	<u>\$ (43)</u>	<u>\$ (38)</u>
Impuestos a la utilidad adeudados por Sempra ⁽²⁾	\$ 9	\$ 6

⁽¹⁾ Créditos denominados en dólares a una tasa de interés fija. Los montos incluyen el balance de principal más los intereses acumulados pendientes y el IVA pagadero al gobierno mexicano.

⁽²⁾ 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.

Resumimos la información del estado de resultados de afiliadas no consolidadas en la siguiente tabla.

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	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Ingresos	\$ 11	\$ 10	\$ 31	\$ 34
Gasto por intereses	5	3	12	11
SDG&E:				
Ingresos	\$ 6	\$ 5	\$ 17	\$ 15
Costo de ventas	36	25	111	82
SoCalGas:				
Ingresos	\$ 43	\$ 29	\$ 124	\$ 91
Costo de ventas ⁽¹⁾	(2)	2	(5)	37

⁽¹⁾ Incluye los costos netos de las transacciones de gas natural con afiliadas no consolidadas.

Garantías

Sempra proporciona garantías relacionadas con la SDSRA de Cameron LNG JV y el Contrato de Soporte de CFIN. Describimos estas garantías en la Nota 5.

INVENTARIOS

Los componentes de inventarios son los siguientes:

SALDO DE INVENTARIOS

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Gas natural	\$ 166	\$ 174	\$ 1	\$ 1	\$ 153	\$ 155
LNG	13	9	—	—	—	—
Materiales y suministros	340	299	181	152	130	122
Total	\$ 519	\$ 482	\$ 182	\$ 153	\$ 283	\$ 277

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 \$585 millones de dólares y \$549 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

FONDO CONTRA INCENDIOS FORESTALES

En julio de 2019, se promulgó la Legislación de Incendios Forestales para atender ciertos asuntos relacionados a incendios forestales 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.

SDG&E evalúa periódicamente el periodo estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales con base en experiencias reales y cambios en suposiciones. En el segundo trimestre de 2024, SDG&E modificó su estimación del periodo de beneficio de 15 a 25 años.

SDG&E presentó su solicitud a la OEIS respecto a su certificación anual de seguridad contra incendios forestales en octubre de 2024. La OEIS tiene hasta enero de 2025 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.

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 sumado al monto de principal adeudado, a elección de KKR Pinnacle. Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, Otros Activos de Largo Plazo incluye \$345 millones de dólares y \$332 millones de dólares, respectivamente, de principal, intereses compuestos y costos de transacción no amortizados, neto de reservas para pérdidas crediticias en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos de ductos, 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. Sempra Infrastructure y la CFE han acordado un convenio modificatorio a su contrato de servicios de transporte y a proceder con un redireccionamiento de la porción del gasoducto que está en territorio Yaqui, en donde la CFE pagaría por el redireccionamiento con una nueva tarifa. Este convenio modificatorio terminaría si ciertas condiciones no son satisfechas, y 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. Sempra Infrastructure continua con la adquisición y búsqueda de los derechos de paso y permisos para la porción redireccionada del gasoducto. Al 30 de septiembre de 2024, Sempra Infrastructure tenía \$404 millones de dólares en PP&E, neto, relacionados con el segmento Guaymas-El Oro del ducto de Sonora del gasoducto de Sonora, el cual podría estar sujeto a deterioro si Sempra Infrastructure es incapaz de redirigir una porción del gasoducto y reanudar las operaciones, o si Sempra Infrastructure da por terminado el contrato y no puede obtener recuperación.

COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS

Los costos financieros capitalizados incluyen los costos de intereses capitalizados y los AFUDC relacionados con el financiamiento tanto de deuda como de capital de los proyectos de construcción. Capitalizamos los costos de interés incurridos para financiar proyectos de capital e intereses en inversiones por el método de participación en capital que no han comenzado operaciones principales planificadas.

La siguiente tabla resume los costos de financiamiento capitalizados, que comprenden el AFUDC y los intereses capitalizados.

COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS					
<i>(En millones de dólares)</i>					
	Tres meses terminados el		Nueve meses terminados el		
	30 de septiembre de		30 de septiembre de		
	2024	2023	2024	2023	
Sempra	\$ 166	\$ 128	\$ 466	\$ 311	
SDG&E	27	28	80	90	
SoCalGas	25	20	75	55	

UTILIDAD INTEGRAL

En las siguientes tablas se presentan los cambios en la AOCI por componentes y los montos reclasificados de la AOCI a utilidad, después de las cantidades atribuibles al NCI.

CAMBIOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA POR COMPONENTE⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Ajustes de conversión de divisas	Instrumentos financieros	Pensiones y PBOP	AOCI Total
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023				
Sempre:				
Balance al 30 de junio de 2024	\$ (49)	\$ 35	\$ (107)	\$ (121)
OCI antes de reclasificaciones	(12)	(49)	—	(61)
Cantidades reclasificadas de AOCI	—	(5)	2	(3)
OCI neto	(12)	(54)	2	(64)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ (61)	\$ (19)	\$ (105)	\$ (185)
Balance al 30 de junio de 2023	\$ (38)	\$ 14	\$ (97)	\$ (121)
OCI antes de reclasificaciones	(5)	116	—	111
Cantidades reclasificadas de AOCI ⁽²⁾	—	(51)	1	(50)
OCI neto ⁽²⁾	(5)	65	1	61
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ (43)	\$ 79	\$ (96)	\$ (60)
SDG&E:				
Balance al 30 de junio de 2024 y al 30 de septiembre de 2024			\$ (8)	\$ (8)
Balance al 30 de junio de 2024 y al 30 de septiembre de 2023			\$ (7)	\$ (7)
SoCalGas:				
Balance al 30 de junio de 2024 y al 30 de septiembre de 2024		\$ (10)	\$ (11)	\$ (21)
Balance al 30 de junio de 2024 y al 30 de septiembre de 2023		\$ (11)	\$ (11)	\$ (22)

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

⁽²⁾ La AOCI total incluye \$(46) de instrumentos financieros asociados a la venta de NCI a KKR Denali en 2023, que describimos en la Nota 9 en "Participación No Controladora – Subsidiarias de SI Partners." Esta transacción no afectó los Estados Consolidados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral.

CAMBIOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA POR COMPONENTE⁽¹⁾ (CONTINÚA)
(En millones de dólares)

	Ajustes de conversión de divisas	Instrumentos financieros	Pensiones y PBOP	AOCI Total
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023				
Sempra:				
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ (36)	\$ 3	\$ (117)	\$ (150)
OCI antes de reclasificaciones	(25)	(1)	1	(25)
Cantidades reclasificadas de AOCI	—	(21)	11	(10)
OCI neto	(25)	(22)	12	(35)
Balance al 30 de septiembre de 2024	\$ (61)	\$ (19)	\$ (105)	\$ (185)
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ (59)	\$ 10	\$ (86)	\$ (135)
OCI antes de reclasificaciones	16	129	(13)	132
Cantidades reclasificadas de AOCI ⁽²⁾	—	(60)	3	(57)
OCI neto ⁽²⁾	16	69	(10)	75
Balance al 30 de septiembre de 2023	\$ (43)	\$ 79	\$ (96)	\$ (60)
SDG&E:				
Balance al 31 de diciembre de 2023 y al 30 de septiembre de 2024			\$ (8)	\$ (8)
Balance al 31 de diciembre de 2022 y al 30 de septiembre de 2023			\$ (7)	\$ (7)
SoCalGas:				
Balance al 31 de diciembre de 2023		\$ (11)	\$ (12)	\$ (23)
Cantidades reclasificadas de AOCI		1	1	2
OCI neto		1	1	2
Balance al 30 de septiembre de 2024		\$ (10)	\$ (11)	\$ (21)
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)

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

⁽²⁾ La AOCI total incluye \$(46) de instrumentos financieros asociados a la venta de NCI a KKR Denali en 2023, que describimos en la Nota 9 en "Participación No Controladora – Subsidiarias de SI Partners." Esta transacción no afectó los Estados Consolidados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral.

RECLASIFICACIONES DE OTRAS UTILIDADES (PÉRDIDAS) INTEGRALES ACUMULADAS

(En millones de dólares)

Detalles acerca de componentes AOCI	Cantidades reclasificadas de AOCI		Partidas afectadas en los Estados Consolidados Condensados de Resultados
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		
	2024	2023	
Sempra:			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ (3)	\$ 1	Gasto por intereses
Instrumentos de tasa de interés	(5)	(12)	Participación en utilidades ⁽¹⁾
Instrumentos de cambio de divisas	(1)	(1)	Otra utilidad, neta
Instrumentos de cambio de divisas	(1)	(1)	Participación en utilidades ⁽¹⁾
Total, antes de impuesto	(10)	(13)	
	3	2	Beneficio (gasto) por impuestos
Total, neto de impuesto	(7)	(11)	
	2	6	Utilidades atribuibles a participación no controladora
Total, neto de impuesto y después de NCI	\$ (5)	\$ (5)	
Pensiones y PBOP ⁽²⁾ :			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 2	\$ 1	Otra utilidad, neta
Amortización de costo de servicios anteriores	1	1	Otra utilidad, neta
Total, antes de impuesto	3	2	
	(1)	(1)	Beneficio (gasto) por impuestos
Total, neto de impuesto	\$ 2	\$ 1	
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos y después de NCI	\$ (3)	\$ (4)	

⁽¹⁾ Las participaciones en utilidades en Oncor Holdings y en nuestras inversiones por el método de participación en capital se reconocen después de impuestos.

⁽²⁾ Los montos se incluyen en el cálculo del costo por beneficios periódicos neto (véase "Pensiones y PBOP" más adelante).

RECLASIFICACIONES DE OTRAS UTILIDADES (PÉRDIDAS) INTEGRALES ACUMULADAS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

Detalles acerca de componentes AOCI	Cantidades reclasificadas de AOCI		Partidas afectadas en los Estados Consolidados Condensados de Resultados
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2024	2023	
Sempra:			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ (9)	\$ 1	Gasto por intereses
Instrumentos de tasa de interés	(20)	(33)	Participación en utilidades ⁽¹⁾
Instrumentos de cambio de divisas	(5)	—	Ingresos: Negocios relacionados con la energía
	(2)	1	Otra utilidad, neta
Instrumentos de cambio de divisas	(5)	1	Participación en utilidades ⁽¹⁾
Instrumentos de tasa de interés y divisas	—	(1)	Gasto por intereses
	—	(6)	Otra utilidad, neta
Total, antes de impuesto	(41)	(37)	
	9	5	Beneficio (gasto) por impuestos
Total, neto de impuesto	(32)	(32)	
	11	18	Utilidades atribuibles a participación no controladora
Total, neto de impuesto y después de NCI	\$ (21)	\$ (14)	
Pensiones y PBOP⁽²⁾:			
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 5	\$ 2	Otra utilidad, neta
Amortización de costo de servicios anteriores	2	2	Otra utilidad, neta
Cargos de liquidación	9	—	Otra utilidad, neta
Total, antes de impuesto	16	4	
	(5)	(1)	Beneficio (gasto) por impuestos
Total, neto de impuesto	\$ 11	\$ 3	
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos y después de NCI			
	\$ (10)	\$ (11)	
SoCalGas:			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	Gasto por intereses
Pensiones y PBOP⁽²⁾:			
Amortización de costo de servicios anteriores	\$ 1	\$ 1	Otra utilidad (gasto), neta
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos			
	\$ 2	\$ 2	

⁽¹⁾ Las participaciones en utilidades en Oncor Holdings y en nuestras inversiones por el método de participación en capital se reconocen después de impuestos.

⁽²⁾ Los montos se incluyen en el cálculo del costo por beneficios periódicos neto (véase "Pensiones y PBOP" más adelante).

Las reclasificaciones de AOCI a utilidad neta en los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023 para SDG&E, y en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023 para SoCalGas no fueron significativas.

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, Neta.

COSTO DE BENEFICIO PERIÓDICO NETO				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	Pensiones		PBOP	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Costo de servicio	\$ 34	\$ 25	\$ 4	\$ 3
Costo de intereses	41	39	9	9
Rendimiento esperado de los activos	(40)	(42)	(19)	(17)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	1	2	(1)	(1)
Pérdida (ganancia) actuarial	4	3	(4)	(5)
Costo (crédito) de beneficio periódico neto	40	27	(11)	(11)
Ajustes reglamentarios	20	30	10	10
Total de gasto (utilidad) reconocido	\$ 60	\$ 57	\$ (1)	\$ (1)
SDG&E:				
Costo de servicio	\$ 10	\$ 8	\$ —	\$ 1
Costo de intereses	10	10	3	2
Rendimiento esperado de los activos	(10)	(9)	(3)	(2)
Amortización de:				
Pérdida actuarial	3	2	—	—
Costo de beneficio periódico neto	13	11	—	1
Ajustes reglamentarios	—	3	—	(1)
Total de gasto reconocido	\$ 13	\$ 14	\$ —	\$ —
SoCalGas:				
Costo de servicio	\$ 21	\$ 15	\$ 3	\$ 2
Costo de intereses	26	24	7	7
Rendimiento esperado de los activos	(29)	(29)	(15)	(14)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	1	1	(1)	(1)
Pérdida (ganancia) actuarial	1	1	(4)	(5)
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	20	12	(10)	(11)
Ajustes reglamentarios	20	27	10	11
Total de gasto reconocido	\$ 40	\$ 39	\$ —	\$ —

COSTO DE BENEFICIO PERIÓDICO NETO (CONTINÚA)*(En millones de dólares)*

	Pensiones		PBOP	
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Costo de servicio	\$ 99	\$ 82	\$ 11	\$ 10
Costo de intereses	124	118	27	28
Rendimiento esperado de los activos	(131)	(127)	(53)	(52)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	4	4	(2)	(2)
Pérdida (ganancia) actuarial	10	7	(12)	(17)
Cargos de liquidación	9	—	—	—
Costo (crédito) de beneficio periódico neto	115	84	(29)	(33)
Ajustes reglamentarios	21	88	28	32
Total de gasto (utilidad) reconocido	\$ 136	\$ 172	\$ (1)	\$ (1)
SDG&E:				
Costo de servicio	\$ 29	\$ 24	\$ 2	\$ 2
Costo de intereses	32	30	6	6
Rendimiento esperado de los activos	(33)	(29)	(7)	(6)
Amortización de:				
Pérdida (ganancia) actuarial	6	4	(1)	(1)
Costo de beneficio periódico neto	34	29	—	1
Ajustes reglamentarios	(7)	11	—	(1)
Total de gasto reconocido	\$ 27	\$ 40	\$ —	\$ —
SoCalGas:				
Costo de servicio	\$ 59	\$ 49	\$ 8	\$ 7
Costo de intereses	78	75	21	21
Rendimiento esperado de los activos	(90)	(89)	(45)	(44)
Amortización de:				
Costo (crédito) de servicio previo	3	3	(2)	(2)
Pérdida (ganancia) actuarial	1	1	(10)	(15)
Costo (crédito) de beneficio periódico neto	51	39	(28)	(33)
Ajustes reglamentarios	28	77	28	33
Total de gasto reconocido	\$ 79	\$ 116	\$ —	\$ —

OTRA UTILIDAD NETA

Otra Utilidad, Neta, consiste en lo siguiente:

	Tres meses terminados el		Nueve meses terminados el 30	
	30 de septiembre de		de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
OTRA UTILIDAD (GASTO), NETA				
<i>(En millones de dólares)</i>				
Sempra:				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 39	\$ 35	\$ 114	\$ 105
Ganancias (pérdidas) de inversión, neta ⁽¹⁾	29	(19)	48	(2)
Ganancias en instrumentos de tasa de interés y cambiarios, neta	1	1	2	5
(Pérdidas) ganancias por conversiones de divisas, neta	(5)	(3)	(6)	1
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(21)	(28)	(25)	(79)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	26	19	68	56
Otros menores, neto	(4)	(2)	(7)	(11)
Total	\$ 65	\$ 3	\$ 194	\$ 75
SDG&E:				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 21	\$ 21	\$ 60	\$ 67
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(3)	(5)	4	(14)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	12	10	30	31
Otros menores, neto	—	(1)	(8)	(9)
Total	\$ 30	\$ 25	\$ 86	\$ 75
SoCalGas:				
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 18	\$ 14	\$ 54	\$ 38
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(16)	(22)	(12)	(60)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	14	9	38	25
Otros menores, neto	(3)	(3)	(7)	(12)
Total	\$ 13	\$ (2)	\$ 73	\$ (9)

⁽¹⁾ Representa ganancias (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.

IMPUESTOS A LA UTILIDAD

Presentamos nuestros cálculos de ETR en la siguiente tabla.

GASTO (BENEFICIO) POR IMPUESTO Y TASA DE IMPUESTOS EFECTIVA				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	Tres meses terminados el		Nueve meses terminados el 30	
	30 de septiembre de		de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (105)	\$ (52)	\$ (63)	\$ 499
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	\$ 200	\$ 323	\$ 1,213	\$ 2,175
Participación en utilidades, antes de impuestos ⁽¹⁾	132	133	426	418
Utilidad antes de impuestos	\$ 332	\$ 456	\$ 1,639	\$ 2,593
Tasa de impuestos efectiva	(32)%	(11)%	(4)%	19 %
SDG&E:				
Gasto (beneficio) por impuesto a la utilidad	\$ 15	\$ (15)	\$ 89	\$ (4)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ 276	\$ 259	\$ 759	\$ 712
Tasa de impuestos efectiva	5 %	(6)%	12 %	(1)%
SoCalGas:				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (52)	\$ (5)	\$ 1	\$ 68
(Pérdida) utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ (66)	\$ 11	\$ 477	\$ 600
Tasa de impuestos efectiva	79 %	(45)%	— %	11 %

⁽¹⁾ 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 el 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 al 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 el 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 a la utilidad

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

Conforme a la IRA, en 2023, el alcance de los proyectos elegibles para ITCs se amplió para incluir proyectos independientes de almacenamiento de energía que son transferibles conforme a la IRA. La IRA también ofreció una elección durante 2024 que permite que los ITCs 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.

En abril de 2023, el 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 beneficios por impuestos no reconocidos de años anteriores y, en los nueve meses terminados el 30 de septiembre

de 2023, registró un beneficio fiscal de \$43 millones de dólares por beneficios por impuestos no reconocidos previamente pertenecientes a gastos de reparación de gas. Sempra eligió este cambio en el método de contabilidad de impuestos en la presentación de su declaración consolidada de impuestos 2023, y Sempra, SDG&E y SoCalGas han aplicado esta metodología en el cálculo de su ETR proyectado.

Sempra, SDG&E, y SoCalGas registran obligaciones regulatorias para beneficios que serán transferidos a clientes en el futuro.

NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

A continuación, describimos los recientes pronunciamientos contables que han tenido o pueden tener un efecto significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo o reportes de información.

ASU 2023-07, “Información Financiera por Segmentos (Tema 280)”: Mejoras en la Información a Revelar por Segmentos sobre los que debe Informarse: La ASU 2023-07 modifica los requisitos de información a revelar sobre los segmentos que debe informarse, principalmente mediante mejores revelaciones sobre los gastos significativos de los segmentos. Además, las entidades públicas están obligadas a revelar el título y la posición del CODM y explicar cómo el CODM utiliza las medidas informadas de ganancias o pérdidas para evaluar el desempeño del segmento. La norma también exige la divulgación intermedia de ciertas revelaciones relacionadas con los segmentos que anteriormente sólo se exigían anualmente. La ASU 2023-07 es efectiva para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 15 de diciembre de 2023 y los periodos intermedios dentro de los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 15 de diciembre de 2024. Se permite su adopción anticipada. Las entidades deben adoptar los cambios en las disposiciones sobre presentación de información financiera por segmentos de forma retroactiva. Tenemos previsto adoptar la norma el 31 de diciembre de 2024.

ASU 2023-09, “Impuestos a la Utilidad (Tema 740): Mejoras en la Información a Revelar sobre el Impuesto a la Utilidad”: La ASU 2023-09 mejora la transparencia de las revelaciones del impuesto a la utilidad al requerir información desagregada sobre la conciliación de ETR de cada Registrante, así como información sobre los impuestos a la utilidad pagados. Para cada periodo anual, se requerirá que cada Registrante revele categorías específicas en la conciliación de tasas y proporcione información adicional para las partidas de conciliación que cumplan un umbral cuantitativo (si el efecto de esas partidas de conciliación es igual o superior al 5% del monto calculado multiplicando los ingresos o pérdidas antes de impuestos por la tasa legal aplicable del impuesto a la utilidad). La ASU 2023-09 es efectiva para los ejercicios anuales que comiencen después del 15 de diciembre de 2024. Se permite su adopción anticipada para los estados financieros anuales que aún no se hayan publicado. Tenemos previsto adoptar la norma el 31 de diciembre de 2025 y actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestros informes financieros.

ASU 2024-03, “Desagregación de Gastos del Estado de Resultados”: La ASU 2024-03 exige divulgaciones detalladas sobre la desagregación de los gastos del estado de resultados. Las entidades comerciales públicas están obligadas a divulgar en las notas a los estados financieros los montos de las compras de inventario, la compensación de empleados, la depreciación y la amortización de activos intangibles incluidos en cada partida relevante de gastos. La norma también requiere la divulgación del monto y una descripción cualitativa de otros elementos que permanecen en las partidas relevantes de gastos que no se desagregan por separado. La ASU 2024-03 surtirá efectos para los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2026 y los periodos intermedios dentro de los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2027. Se permite la adopción temprana y las entidades pueden adoptar la norma de manera prospectiva o retrospectiva. Actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestros reportes financieros y aún no hemos seleccionado el año en el que adoptaremos la norma.

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 las siguientes tablas se desglosan nuestros ingresos por contratos con clientes por principal línea de servicio y mercado. También se presenta una conciliación de los ingresos totales por segmento de Sempra. La mayoría de nuestros ingresos se reconocen en el tiempo.

INGRESOS DESAGREGADOS

(En millones de dólares)

	Sempra			
	Sempra California	Sempra Infrastructure	Ajustes consolidados y Sociedad Controladora y otros	Sempra
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024				
Por principal línea de servicio:				
Servicios públicos	\$ 2,394	\$ 15	\$ (7)	\$ 2,402
Negocios relacionados con la energía	—	179	(12)	167
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,394	\$ 194	\$ (19)	\$ 2,569
Por mercado:				
Gas	\$ 1,237	\$ 83	\$ (6)	\$ 1,314
Electricidad	1,157	111	(13)	1,255
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,394	\$ 194	\$ (19)	\$ 2,569
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,394	\$ 194	\$ (19)	\$ 2,569
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	(138)	—	—	(138)
Otros ingresos	—	344	1	345
Total de ingresos	\$ 2,256	\$ 538	\$ (18)	\$ 2,776
Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023				
Por principal línea de servicio:				
Servicios públicos	\$ 2,528	\$ 18	\$ (5)	\$ 2,541
Negocios relacionados con la energía	—	369	(16)	353
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,528	\$ 387	\$ (21)	\$ 2,894
Por mercado:				
Gas	\$ 1,275	\$ 234	\$ (3)	\$ 1,506
Electricidad	1,253	153	(18)	1,388
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,528	\$ 387	\$ (21)	\$ 2,894
Ingresos de contratos con clientes	\$ 2,528	\$ 387	\$ (21)	\$ 2,894
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	197	—	—	197
Otros ingresos	—	242	1	243
Total de ingresos	\$ 2,725	\$ 629	\$ (20)	\$ 3,334

INGRESOS DESAGREGADOS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

Sempra

	Ajustes consolidados y Sociedad Controladora y Otros			
	Sempra California	Sempra Infrastructure		Sempra
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024				
Por principal línea de servicio:				
Servicios públicos	\$ 8,129	\$ 63	\$ (18)	\$ 8,174
Negocios relacionados con la energía	—	625	(49)	576
Ingresos de contratos con clientes	\$ 8,129	\$ 688	\$ (67)	\$ 8,750
Por mercado:				
Gas	\$ 4,961	\$ 356	\$ (15)	\$ 5,302
Electricidad	3,168	332	(52)	3,448
Ingresos de contratos con clientes	\$ 8,129	\$ 688	\$ (67)	\$ 8,750
Ingresos de contratos con clientes	\$ 8,129	\$ 688	\$ (67)	\$ 8,750
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	(107)	—	—	(107)
Otros ingresos	—	778	6	784
Total de ingresos	\$ 8,022	\$ 1,466	\$ (61)	\$ 9,427

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023

Por principal línea de servicio:				
Servicios públicos	\$ 10,764	\$ 67	\$ (16)	\$ 10,815
Negocios relacionados con la energía	—	916	(56)	860
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,764	\$ 983	\$ (72)	\$ 11,675
Por mercado:				
Gas	\$ 7,158	\$ 605	\$ (13)	\$ 7,750
Electricidad	3,606	378	(59)	3,925
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,764	\$ 983	\$ (72)	\$ 11,675
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,764	\$ 983	\$ (72)	\$ 11,675
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	76	—	—	76
Otros ingresos	—	1,502	(24)	1,478
Total de ingresos	\$ 10,840	\$ 2,485	\$ (96)	\$ 13,229

INGRESOS DESAGREGADOS

(En millones de dólares)

	SDG&E		SoCalGas	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2024	2023	2024	2023
Por principal línea de servicio:				
Ingresos de contratos con clientes – Servicios públicos	\$ 1,327	\$ 1,438	\$ 1,110	\$ 1,120
Por mercado:				
Gas	\$ 167	\$ 182	\$ 1,110	\$ 1,120
Electricidad	1,160	1,256	—	—
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,327	\$ 1,438	\$ 1,110	\$ 1,120
Ingresos de contratos con clientes	\$ 1,327	\$ 1,438	\$ 1,110	\$ 1,120
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	(84)	4	(56)	193
Total de ingresos	\$ 1,243	\$ 1,442	\$ 1,054	\$ 1,313

	SDG&E		SoCalGas	
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2024	2023	2024	2023
Por principal línea de servicio:				
Ingresos de contratos con clientes – Servicios públicos	\$ 3,836	\$ 4,603	\$ 4,416	\$ 6,252
Por mercado:				
Gas	\$ 658	\$ 988	\$ 4,416	\$ 6,252
Electricidad	3,178	3,615	—	—
Ingresos de contratos con clientes	\$ 3,836	\$ 4,603	\$ 4,416	\$ 6,252
Ingresos de contratos con clientes	\$ 3,836	\$ 4,603	\$ 4,416	\$ 6,252
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	141	(246)	(248)	322
Total de ingresos	\$ 3,977	\$ 4,357	\$ 4,168	\$ 6,574

INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES

Obligaciones por Desempeño Pendientes

Para contratos con vigencia mayor a un año, al 30 de septiembre de 2024, 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 tuvo ninguna obligación por desempeño pendiente de contratos con vigencia mayor a un año al 30 de septiembre de 2024.

OBLIGACIONES POR DESEMPEÑO PENDIENTES⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Sempra	SDG&E
2024 (excluyendo los primeros nueve meses de 2024)	\$ 90	\$ —
2025	321	4
2026	321	4
2027	321	4
2028	253	4
En adelante	2,313	56
Total de ingresos a ser reconocidos	\$ 3,619	\$ 72

⁽¹⁾ 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 2024 o 2023. Sempra Infrastructure registró un pasivo contractual por fondos mantenidos como garantía a falta de cartas de crédito de los clientes, asociadas principalmente con su contrato de almacenamiento y regasificación LNG.

PASIVOS CONTRACTUALES		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	2024	2023
Sempra:		
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (198)	\$ (252)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo de reporte	5	9
Pagos recibidos por adelantado	(3)	(21)
Pasivos contractuales al 30 de septiembre ⁽¹⁾	\$ (196)	\$ (264)
SDG&E:		
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (75)	\$ (79)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo de reporte	3	3
Pasivos contractuales al 30 de septiembre ⁽²⁾	\$ (72)	\$ (76)

⁽¹⁾ Balances al 30 de septiembre de 2024, incluye \$4 en Otros Pasivos Circulantes y \$192 en Créditos Diferidos y Otros.

⁽²⁾ Balances al 30 de septiembre de 2024, incluye \$3 en Otros Pasivos Circulantes y \$69 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, netas de reservas para pérdidas crediticias, asociadas con los ingresos de contratos con clientes en los Balances Generales Consolidados Condensados.

CUENTAS POR COBRAR DE INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES		
<i>(En millones de dólares)</i>		
	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto ⁽¹⁾	\$ 1,490	\$ 1,951
Cuentas por cobrar – otras, neto	20	15
Deudas por afiliadas no consolidadas – circulante ⁽²⁾	4	4
Otros activos a largo plazo ⁽³⁾	20	—
Total	\$ 1,534	\$ 1,970
SDG&E:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto ⁽¹⁾	\$ 867	\$ 870
Cuentas por cobrar – otras, neto	19	13
Deudas por afiliadas no consolidadas – circulante ⁽²⁾	7	6
Otros activos a largo plazo ⁽³⁾	6	—
Total	\$ 899	\$ 889
SoCalGas:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 557	\$ 985
Cuentas por cobrar – otras, neto	1	2
Otros activos a largo plazo ⁽³⁾	14	—
Total	\$ 572	\$ 987

⁽¹⁾ Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, incluye \$223 y \$148, respectivamente, de cuentas por cobrar debidas de clientes facturados en nombre de la Elección de Agregación Comunitaria, las cuales no se incluyen en los ingresos.

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

⁽³⁾ En enero de 2024, la CPUC instruyó a SDG&E y SoCalGas a ofrecer planes de amortización a largo plazo a clientes residenciales elegibles con saldos vencidos.

NOTA 4. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

ACTIVOS Y PASIVOS 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						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Contratos de precio fijo y otros derivados	\$ 54	\$ 215	\$ 8	\$ 14	\$ 46	\$ 201
Impuestos diferidos recuperables en tarifas	1,526	1,142	780	626	660	430
Obligaciones en planes de pensiones y PBOP	(255)	(212)	51	48	(306)	(260)
Costos de beneficios para empleados	24	24	3	3	21	21
Obligaciones de remoción	(3,261)	(3,082)	(2,650)	(2,468)	(611)	(614)
Costos ambientales	148	139	115	105	33	34
Mitigación de incendio Sunrise Powerlink	123	124	123	124	—	—
Cuentas de balanceo reglamentario ⁽¹⁾⁽²⁾ :						
Materia prima – electricidad	(223)	(233)	(223)	(233)	—	—
Materia prima – gas, incluyendo transporte	(179)	(259)	46	52	(225)	(311)
Seguridad y confiabilidad	1,192	959	276	207	916	752
Programas de interés público	(442)	(273)	(200)	(144)	(242)	(129)
Plan de mitigación de incendios forestales	811	685	811	685	—	—
Primas de seguros de responsabilidad	107	113	79	90	28	23
Otras cuentas de balanceo	306	373	(70)	(152)	376	525
Otros activos (pasivos) reglamentarios, netos ⁽²⁾	(188)	(10)	(5)	49	(181)	(58)
Total	\$ (257)	\$ (295)	\$ (856)	\$ (994)	\$ 515	\$ 614

⁽¹⁾ Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, la parte no circulante de las cuentas de balanceo reglamentario – neto pendientes de ser cobradas para Sempra fue de \$2,090 y \$1,913, respectivamente, para SDG&E fue de \$979 y \$950, respectivamente, y para SoCalGas fue de \$1,111 y \$963, respectivamente.

⁽²⁾ 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.

GRC DE LA CPUC

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

El 18 de octubre de 2024, la CPUC emitió una propuesta de decisión sobre el GRC de 2024 para los requerimientos de ingresos del año de prueba de SDG&E y SoCalGas para 2024 y ajustes anuales de desgaste de 2025 a 2027.

La propuesta de decisión del GRC de 2024 adopta un requerimiento de ingresos del año de prueba para 2024 de \$2,800 millones de dólares para las operaciones combinadas de SDG&E (\$2,198 millones de dólares para sus operaciones de electricidad y \$602 millones de dólares para sus operaciones de gas natural), que es \$207 millones de dólares menor a los \$3,007 millones de dólares que SDG&E había solicitado en su solicitud actualizada. El requerimiento de ingresos combinado propuesto para 2024, en caso de adoptarse, representa un aumento de \$267 millones de dólares (10.5%) en comparación con el requerimiento de ingresos combinado autorizado para 2023. El requerimiento de ingresos posterior al año de prueba propuesto, en caso de adoptarse, sería un incremento anual de aproximadamente 3.9% para 2025 a 2027 en SDG&E.

La propuesta de decisión del GRC de 2024 adopta un requerimiento de ingresos del año de prueba para 2024 de \$4,062 millones de dólares para SoCalGas, que es \$372 millones de dólares menor de los \$4,434 millones de dólares que SoCalGas había solicitado en su solicitud de mayo de 2022. El requerimiento de ingresos propuesto para 2024, en caso de adoptarse, representa un aumento de \$523 millones de dólares (14.8%) sobre su requerimiento de ingresos autorizado para 2023. El requerimiento de ingresos posterior al año de prueba propuesto, en caso de adoptarse, sería un aumento anual de aproximadamente 3.9% para 2025 a 2027 en SoCalGas.

Debido a que no se emitió una decisión final para el GRC de 2024 antes del 30 de septiembre de 2024, SDG&E y SoCalGas registraron ingresos base autorizados por la CPUC en los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 con base en los niveles autorizados en 2023 bajo el GRC de 2019. El impacto de la decisión final, retroactivo al 1 de enero de 2024, conforme a lo autorizado por la CPUC, será reflejado en los estados financieros de SDG&E y SoCalGas en el periodo en el cual se emita la decisión final. Esperamos que la CPUC emita una decisión final para finales de este año.

GRC de Pista 2 para 2024

En octubre de 2023, SDG&E presentó una solicitud por separado a la CPUC en su GRC para 2024, conocida como una solicitud de Pista 2 (Track 2). Esta solicitud busca la revisión y recuperación de \$1.5 mil millones de dólares de los costos del plan de mitigación de incendios forestales incurridos de 2019 a 2022 que se sumaron a las cantidades autorizadas en el GRC de 2019. SDG&E espera recibir una propuesta de decisión de revisión de razonabilidad para su solicitud de Pista 2 en el primer semestre de 2025.

Los ingresos asociados con los montos de la solicitud de Pista 2 descritos anteriormente han sido registrados en una cuenta de balance reglamentaria. En febrero de 2024, la CPUC aprobó un mecanismo de recuperación de costos provisional que permitiría a SDG&E recuperar \$194 millones de dólares y \$96 millones de dólares en tarifas de esta cuenta de balance reglamentaria en 2024 y 2025, respectivamente. Dicha recuperación del plan de mitigación de incendios forestales en las cuentas de balance reglamentarias de SDG&E se encontrará sujeta a reembolso, en función de la decisión sobre la revisión de razonabilidad de su solicitud de Pista 2.

GRC de Pista 3 para 2024

SDG&E espera presentar una solicitud adicional en el primer semestre de 2025 a la CPUC en su GRC para 2024, conocida como solicitud de Pista 3 (Track 3), para la revisión y recuperación de los costos del plan de mitigación de incendios forestales de 2023.

COSTO DE CAPITAL DE LA CPUC

La CPUC aprobó el siguiente costo de capital para SDG&E y SoCalGas que fueron efectivos el 1 de enero de 2023 y continuarían vigentes hasta el 31 de diciembre de 2025, sujeto al CCM.

COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO PARA 2023

SDG&E			SoCalGas		
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas ⁽¹⁾	Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas
45.25 %	4.05 %	1.83 %	45.60 %	4.07 %	1.86 %
2.75	6.22	0.17	2.40	6.00	0.14
52.00	9.95	5.17	52.00	9.80	5.10
100.00 %		7.18 %	100.00 %		7.10 %

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

El 30 de septiembre de 2023, el CCM se detonó para SDG&E y SoCalGas. En diciembre de 2023, la CPUC aprobó las siguientes tasas de rendimiento autorizadas vigentes a partir del 1 de enero de 2024.

COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO PARA 2024

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 %	45.60 %	4.54 %	2.07 %
2.75	6.22	0.17	2.40	6.00	0.14
52.00	10.65	5.54	52.00	10.50	5.46
100.00 %		7.67 %	100.00 %		7.67 %

En octubre de 2023, la CPUC emitió una resolución para iniciar una segunda fase del procedimiento de costo de capital 2023-2025 para evaluar posibles modificaciones al CCM. En octubre de 2024, la CPUC emitió una decisión final para modificar el CCM. La decisión final reduce el ajuste al alza o a la baja del ROE autorizado, si se activa el CCM, al 20% del cambio en la tasa de referencia durante el período de medición, del 50% actual. La decisión final adopta este cambio con efectos a partir del 1 de enero de 2025, reduciendo tanto el ROE de SDG&E como el de SoCalGas en 42 bps a 10.23% y 10.08%, respectivamente, y permitiendo a SDG&E y SoCalGas para actualizar sus respectivos costos de capital preferente y deuda para 2025. SDG&E y SoCalGas tienen la intención de presentar cartas de asesoría en noviembre de 2024 para abordar la implementación del costo de capital actualizado, sujeto a aprobación.

ASUNTOS TARIFARIOS DE LA FERC

SDG&E presenta su solicitud por separado a la FERC para su requerimiento de ingresos de transmisión y 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). En mayo de 2024, la CPUC y otras partes, presentaron una petición y queja con la FERC buscando una orden que obligue a SDG&E a remover el complemento de la ISO de California de su acuerdo TO5 actualmente vigente y reembolsar el complemento de la ISO de California retroactivamente al 1 de junio de 2019. En junio de 2024, SDG&E ejerció su derecho para dar por terminado el acuerdo TO5. En consecuencia, en octubre de 2024, SDG&E presentó su solicitud TO6 a la FERC para que sea efectiva a partir del 1 de enero de 2025, sujeto a reembolso. La solicitud TO6 de SDG&E propone, entre otros asuntos, un aumento en el ROE base actualmente autorizado de SDG&E del 10.10% al 11.75% y la continuación del complemento de la ISO de California. SDG&E espera procedimientos adicionales sobre estos dos asuntos.

NOTA 5. SEMPRA - INVERSIONES EN ENTIDADES NO CONSOLIDADAS

En términos generales, contabilizamos las inversiones conforme al método de participación cuando tenemos una influencia significativa en estas entidades, pero no tenemos control de las mismas. Las participaciones en utilidades y pérdidas, antes y netas de impuestos, se combinan y presentan como Participación en Utilidades en los Estados Consolidados Condensados de Resultados. Las distribuciones recibidas de inversiones conforme al método de participación se clasifican en los Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo ya sea como rendimiento de inversión en actividades de operación o como rendimiento de inversión en actividades de inversión con base en la “naturaleza de la distribución”. Véase la Nota 12 para información sobre participación en utilidades y pérdidas, antes y netas a impuestos a la utilidad, por segmento. Véase la Nota 1 para información sobre cómo se factoriza la participación de utilidades y pérdidas 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.

ONCOR HOLDINGS

Contabilizamos nuestra participación de capital del 100% en 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 para dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, Sempra aportó \$578 millones de dólares y \$270 millones de dólares, respectivamente, a Oncor Holdings, y Oncor Holdings distribuyó \$314 millones de dólares y \$323 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		Nueve meses terminados el	
	30 de septiembre de		30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Ingresos de operación	\$ 1,660	\$ 1,592	\$ 4,610	\$ 4,227
Gastos de operación	(1,109)	(1,007)	(3,203)	(3,007)
Ingresos por operaciones	551	585	1,407	1,220
Gasto por intereses	(170)	(140)	(481)	(396)
Gasto por impuestos	(75)	(81)	(179)	(148)
Utilidad neta	320	376	791	672
NCI de Texas Transmission Investment LLC	(63)	(75)	(157)	(135)
Utilidades atribuibles a Sempra ⁽¹⁾	257	301	634	537

⁽¹⁾ 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.

CAMERON LNG JV

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, Sempra Infrastructure aportó \$10 millones de dólares y \$11 millones de dólares, respectivamente, a Cameron LNG JV, y Cameron LNG JV distribuyó \$353 millones de dólares y \$339 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 proveer fondos a 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 \$18 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024, 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 tiene programado 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 pagan 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.

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 preferente 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 2024, el valor razonable del Contrato de Soporte fue de \$24 millones de dólares, de los cuales \$7 millones de dólares están incluidos en Otros Activos Circulantes, y \$17 millones de dólares es incluido en Otros Activos a Largo Plazo en los Balances Generales Consolidados Condensados de Sempra.

TAG NORTE

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, TAG Norte distribuyó \$62 millones de dólares y \$36 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 2024, 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						
(En millones de dólares)						
		30 de septiembre de 2024				
Acreditada	Fecha de vencimiento del crédito	Crédito Total	Papel comercial en circulación	Montos en circulación	Cartas de crédito en circulación	Créditos disponibles no dispuesto
Sempra	octubre de 2029 ⁽¹⁾	\$ 4,000	\$ (350)	\$ —	\$ —	\$ 3,650
SDG&E	octubre de 2029 ⁽¹⁾	1,500	(384)	—	—	1,116
SoCalGas	octubre de 2029 ⁽¹⁾	1,200	—	—	—	1,200
SI Partners y IEnova	septiembre de 2025	500	—	(390)	—	110
SI Partners y IEnova	agosto de 2026	1,000	—	—	—	1,000
SI Partners y IEnova	agosto de 2028	1,500	—	(551)	—	949
Port Arthur LNG	marzo de 2030	200	—	—	(64)	136
Total		\$ 9,900	\$ (734)	\$ (941)	\$ (64)	\$ 8,161

⁽¹⁾ En octubre de 2024, Sempra, SDG&E y SoCalGas modificaron sus respectivas líneas de crédito para ampliar su vencimiento de octubre de 2028 a octubre de 2029.

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 2024, cada Registrante estaba en cumplimiento con esta razón bajo cada línea de crédito.

Las tres líneas de crédito compartidas por SI Partners y IEnova requieren que SI Partners mantenga una razón de endeudamiento neto ajustado para consolidar las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (según se definen en cada línea de crédito) no superior a 5.25 a 1.00 al final de cada trimestre. Al 30 de septiembre de 2024, SI Partners se encontraba en cumplimiento con esta razón.

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. Las disposiciones pueden ser en dólares de los EE.UU. o pesos mexicanos. Al 30 de septiembre de 2024, un monto de \$14 millones de dólares quedaban pendientes, anteriores a la reducción por cualquier descuento sin amortizar, los cuales fueron otorgados en pesos mexicanos y devengan intereses a una tasa variable en la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a 28 días más el margen aplicable. Las disposiciones realizadas en dólares de los EE.UU. devengan intereses a una tasa variable basada en la tasa SOFR a un mes o tres meses más el margen aplicable y el ajuste de diferencial de crédito de 10 bps. En agosto de 2024, la línea de crédito fue modificada para disminuir el monto de \$200 millones de dólares a \$100 millones de dólares, ampliar la fecha de vencimiento a agosto de 2026, y ajustar el margen aplicable a 154 bps para los montos dispuestos en pesos mexicanos y 164 bps para los montos dispuestos en dólares de los EE.UU.

Cartas de Crédito no Comprometidas

En adición a las líneas de crédito dentro y fuera de los EE.UU., contamos con cartas de crédito quirografarias que no están comprometidas y que están soportadas por contratos de reembolso. Al 30 de septiembre de 2024, teníamos \$491 millones de dólares en cartas de crédito vigentes bajo dichos contratos.

CARTAS DE CRÉDITO NO COMPROMETIDAS EN CIRCULACIÓN

(En millones de dólares)

	Rango de fecha de expiración	30 de septiembre de 2024
SDG&E	enero de 2025 - noviembre de 2025	\$ 26
SoCalGas	octubre de 2024 - noviembre de 2025	20
Otros Sempra	octubre de 2024 - noviembre de 2054	445
Total Sempra		\$ 491

Crédito a Plazo

En mayo de 2024, SoCalGas firmó un contrato de crédito a plazo por \$500 millones de dólares a 364 días con vencimiento el 22 de mayo de 2025. Tras su celebración, SoCalGas dispuso \$300 millones de dólares, netos de costos de emisión de deuda no significativos, bajo la línea de crédito a plazo, y dispuso de los \$200 millones de dólares restantes en agosto de 2024. SoCalGas podría solicitar un incremento de la línea de crédito a plazo por hasta \$500 millones de dólares antes de la fecha de vencimiento, sujeto a la aprobación del acreditante. Los créditos pendientes devengan intereses a una tasa anual equivalente a la SOFR a plazo más 80 bps y un ajuste de diferencial de crédito de 10 bps. SoCalGas utilizó los ingresos para liquidar papel comercial y para otros fines corporativos generales. Al 30 de septiembre de 2024, el crédito a plazo se incluye en Deuda a Corto Plazo en los Balances Generales Consolidados Condensados de SoCalGas.

Tasas de Interés Promedio Ponderadas

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

TASAS DE INTERÉS PROMEDIO PONDERADAS

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra	5.54 %	5.96 %
SDG&E	4.95	—
SoCalGas	5.82	5.44

DEUDA A LARGO PLAZO

SDG&E

En marzo de 2024, SDG&E emitió un monto total de principal de \$600 millones de dólares, a una tasa de 5.55% en bonos hipotecarios en primer lugar con vencimiento el 15 de abril de 2054 y recibió recursos por \$587 millones de dólares (neto de \$13 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los bonos hipotecarios en primer lugar 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 liquidar papel comercial y para otros fines corporativos generales.

SoCalGas

En marzo de 2024, SoCalGas emitió un monto total de principal de \$500 millones de dólares, a una tasa de 5.60% en bonos hipotecarios en primer lugar con vencimiento el 1 de abril de 2054 y recibió recursos por \$491 millones de dólares (neto de \$9 millones de dólares de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los bonos hipotecarios en primer lugar son amortizables antes de su vencimiento, sujetos a sus términos, y en determinadas circunstancias está sujeta a disposiciones de amortización. SoCalGas utilizó los recursos netos para pagar sus endeudamientos existentes y para otros fines corporativos generales.

En agosto de 2024, SoCalGas emitió un monto total de principal de \$600 millones de dólares a una tasa de 5.05% en bonos hipotecarios en primer lugar con vencimiento el 1 de septiembre de 2034 y recibió recursos por \$592 millones de dólares (neto de

\$8 millones de dólares de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los bonos hipotecarios en primer lugar son amortizables antes de su vencimiento, sujetos a sus términos, y en determinadas circunstancias están sujetos a disposiciones de amortización. SoCalGas utilizó los recursos netos para pagar sus endeudamientos existentes y para otros fines corporativos generales.

Otros Sempra

Sempra

En marzo de 2024 y mayo de 2024, Sempra emitió \$600 millones de dólares y \$500 millones de dólares, respectivamente, en notas subordinadas junior de tasa fija a tasa fija reseteable (*fixed-to-fixed reset rate*) de 6.875% con vencimiento el 1 de octubre de 2054. En marzo de 2024, recibimos 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). En mayo de 2024, recibimos recursos por \$489 millones de dólares (neto de \$11 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda, pero excluyendo \$7 millones de dólares que nos fueron pagados en concepto de intereses devengados desde, e incluyendo, el 14 de marzo de 2024 hasta, pero excluyendo, el 31 de mayo de 2024). En septiembre de 2024, Sempra emitió \$1.25 mil millones de dólares en notas subordinadas junior de tasa fija a tasa fija reseteable (*fixed-to-fixed reset rate*) de 6.40% con vencimiento el 1 de octubre de 2054, y recibimos recursos por \$1.235 mil millones (neto de \$15 millones de dólares de descuentos de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Utilizamos, o planeamos utilizar, los recursos de las ofertas para fines corporativos generales, incluyendo para liquidar papel comercial y otros endeudamientos.

Los intereses de las notas se devengan desde, e incluyendo, el 14 de marzo de 2024 (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y el 9 de septiembre de 2024 (para la emisión de septiembre de 2024), y son pagaderos semestralmente en pagos vencidos el 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, empezando el 1 de octubre de 2024 (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y el 1 de abril de 2025 (para la emisión de septiembre de 2025).

Las notas devengan intereses, como se indica a continuación:

- desde, e incluyendo, el 14 de marzo de 2024 a, pero excluyendo, el 1 de octubre de 2029 a una tasa anual de 6.875% (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024), y desde, e incluyendo, el 9 de septiembre de 2024 a, pero excluyendo, el 1 de octubre de 2034 a una tasa anual de 6.40% (para la emisión de septiembre de 2024); y
- desde, e incluyendo, el 1 de octubre de 2029 (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y el 1 de octubre de 2034 (para la emisión de septiembre de 2024), durante cada período subsecuente de cinco años a partir del 1 de octubre de cada quinto año, a una tasa anual igual a la Tasa del Tesoro de EE.UU. a Cinco Años (según se define en las notas) vigente al día que sea dos días hábiles previos al primer día de dicho período de cinco años, más un margen de 2.789% (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y de 2.632% (para la emisión de septiembre de 2024), que se ajustará el 1 de octubre de cada cinco años a partir de 2029 (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y 2034 (para la emisión de septiembre de 2024).

Podríamos amortizar algunas o todas las notas previo a su vencimiento, como se indica a continuación:

- en todo o en parte, (i) en cualquier fecha en el periodo comenzando en la fecha que sea 90 días antes de, concluyendo en e incluyendo el 1 de octubre de 2029 (para las emisiones de marzo de 2024 y mayo de 2024) y el 1 de octubre de 2034 (para la emisión de septiembre de 2024), y (ii) después de las fechas respectivas, en cualquier fecha de pago de intereses, a un precio de amortización en efectivo equivalente al 100% del monto total de las notas que sean amortizadas, más, sujeto a los términos de las notas, los intereses devengados y no pagados de las notas que sean amortizadas hasta la fecha de amortización, pero excluyendo la fecha de amortización;
- en todo, pero no en parte, en cualquier momento después de que ocurran y mientras que continúe un evento fiscal (según se define en las notas) a un precio de amortización en efectivo equivalente al 100% del monto total de las notas, más, sujeto a los términos de las notas, los intereses devengados y no pagados de las notas hasta, pero excluyendo dicha fecha; y
- en todo, pero no en parte, en cualquier momento después de que ocurra y mientras continúe un evento de calificadora (según se define en las notas) a un precio de amortización en efectivo equivalente al 102% del monto total de las notas, más, sujeto a los términos de las notas, los intereses devengados y no pagados de las notas hasta, pero excluyendo la fecha de amortización.

Las notas descritas anteriormente son obligaciones no garantizadas y son clasificadas como junior y subordinadas en el derecho de pago a nuestra deuda preferente actual y futura. Las notas son clasificadas en entre ellas y con nuestras notas subordinadas junior de tasa fija a tasa fija reseteable (*fixed-to-fixed reset rate*) de 4.125% con vencimiento en 2052 y las notas junior subordinadas de 5.75% con vencimiento en 2079 y con cualquier endeudamiento no garantizado futuro en el que podamos incurrir si los términos de dichos endeudamientos establecen que este clasificado con las notas en el derecho de pago. Las notas están efectivamente subordinadas en el derecho de pago a cualquier endeudamiento garantizado que hayamos incurrido o podamos incurrir (en la medida del valor de la garantía que cubra dicho endeudamiento garantizado) y a todo endeudamiento existente y futuro y otros pasivos, así como a cualquier capital preferente de nuestras subsidiarias.

ECA LNG Fase 1

ECA LNG Fase 1 tiene un contrato de crédito a cinco años con un sindicato de siete acreedores externos que vence el 9 de 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 2024 y 31 de diciembre de 2023, habían \$1.0 mil millones de dólares y \$832 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 7.56% y 8.31%, respectivamente.

Port Arthur LNG

Port Arthur LNG tiene un contrato de crédito a plazo a siete años con un sindicato de acreedores que vence el 20 de marzo de 2030 por un monto principal agregado de aproximadamente \$6.8 mil millones de dólares. Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, quedaban pendientes \$420 millones de dólares y \$258 millones de dólares, respectivamente, de créditos en virtud del contrato de crédito, con un tipo de interés medio ponderado global del 5.33% y 5.81%, respectivamente.

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 contratos que de otra manera hubieran sido contabilizados como 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. 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 divisas 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.

VOLÚMENES NETOS DE DERIVADOS ENERGÉTICOS			
<i>(Cantidades en millones)</i>			
Materia Prima	Unidad de medida	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sempra:			
Gas natural	MMBtu	455	361
Electricidad	MWh	—	1
Ingresos por derechos de congestión	MWh	16	36
SDG&E:			
Gas natural	MMBtu	18	17
Ingresos por derechos de congestión	MWh	16	36
SoCalGas:			
Gas natural	MMBtu	405	268

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 marzo de 2023, Port Arthur LNG celebró swaps de tasa de interés de tasa variable a tasa fija (*floating-to-fixed interest rate swaps*) con vencimiento en 2048, los cuales fueron designados como cobertura de flujos de efectivo. El 30 de septiembre de 2024, Port Arthur LNG dejó de designar esos swaps de tasa de interés que comenzarán a cubrir pagos de intereses en marzo de 2026 para proporcionar flexibilidad para financiamiento futuro. Al momento de dejar de designarse, \$40 millones de dólares de ganancias diferidas relacionadas con la terminación de deuda nocional se incluyeron en AOCI, los cuales permanecerán en AOCI

hasta que los pagos de intereses cubiertos impacten en las ganancias o hasta que sea probable que dichos pagos de intereses cubiertos no se produzcan. En octubre de 2024, Port Arthur LNG recibió una liquidación en efectivo de \$46 millones de dólares, neto de costos transaccionales, para la terminación del monto notional de \$1.0 mil millones de dólares de los swaps de tasa de interés designados y dejados de designar, y las ganancias asociadas diferidas permanecieron en AOCI.

La siguiente tabla presenta los montos nominales de nuestros derivados de tasas de interés, excluyendo aquellas inversiones bajo el método de participación.

DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	30 de septiembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Monto Nominal	Vencimientos	Monto Nominal	Vencimientos
Sempra:				
Coberturas de flujo de efectivo ⁽¹⁾	\$ 3,571	2024-2034	\$ 4,451	2024-2048
Derivados no designados ⁽²⁾	4,163	2026-2048	—	—

⁽¹⁾ Al 30 de septiembre de 2024, las coberturas de flujo de efectivo incluyen los swaps de tasa de interés de Port Arthur LNG con un monto notional máximo de \$3,286 que vencen en marzo de 2026. Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, las coberturas de flujo de efectivo devengaron intereses basados en un monto notional de \$1,422 y \$488, respectivamente.

⁽²⁾ Al 30 de septiembre de 2024, los derivados no designados consisten en swaps de tasa de interés terminados de Port Arthur LNG con un monto notional máximo de \$4,163 que comienzan a cubrir pagos de intereses en marzo de 2026.

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.

En mayo de 2024, Oncor celebró swaps de divisas designadas como coberturas de valor razonable destinadas a compensar el riesgo de tipo de cambio de divisas relacionado con su deuda denominada en euros.

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 la 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 participación en utilidades 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 de nuestros derivados de tipo de cambio, excluyendo aquellas inversiones bajo el método de participación.

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	30 de septiembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Monto notional	Vencimientos	Monto notional	Vencimientos
Sempra:				
Derivados de tipos de cambio	\$ 201	2024-2026	\$ 176	2024-2025

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. Describimos los valores razonables de los activos y pasivos de derivados en la Nota 8.

INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS

(En millones de dólares)

30 de septiembre de 2024

	Activos circulantes:							
	Contratos de precio fijo y otros derivados ⁽¹⁾		Otros activos a largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos deferidos y otros			
Sempra:								
Derivados designados como instrumentos de cobertura:								
Instrumentos de tasas de interés	\$	14	\$	23	\$	—	\$	(3)
Instrumentos de cambio de divisas		5		1		(1)		—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:								
Instrumentos de tasas de interés		—		40		—		—
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas		22		37		(17)		(47)
Contratos asociados de compensación de materias primas		(14)		(26)		14		26
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas		5		7		(52)		(14)
Contratos asociados de compensación de materias primas		(2)		(3)		2		3
Garantía asociada de compensación en efectivo		—		—		9		5
Montos netos presentados en el balance general		30		79		(45)		(30)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeto a recuperación por tarifas		55		—		—		—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas		26		—		—		—
Total⁽²⁾	\$	111	\$	79	\$	(45)	\$	(30)
SDG&E:								
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:								
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$	4	\$	7	\$	(11)	\$	(8)
Contratos asociados de compensación de materias primas		(1)		(3)		1		3
Garantía asociada de compensación en efectivo		—		—		9		5
Montos netos presentados en el balance general		3		4		(1)		—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas		24		—		—		—
Total⁽²⁾	\$	27	\$	4	\$	(1)	\$	—
SoCalGas:								
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:								
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$	1	\$	—	\$	(41)	\$	(6)
Contratos asociados de compensación de materias primas		(1)		—		1		—
Montos netos presentados en el balance general		—		—		(40)		(6)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas		2		—		—		—
Total	\$	2	\$	—	\$	(40)	\$	(6)

⁽¹⁾ Incluido en Otros Activos Circulantes para SDG&E y SoCalGas.

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

INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS CONDENSADOS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

31 de diciembre de 2023

	Activos circulantes: Contratos de precio fijo y otros derivados ⁽¹⁾	Otros activos a largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
Sempra:				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tasas de interés	\$ 17	\$ 70	\$ —	\$ —
Instrumentos de cambio de divisas	—	—	(9)	—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	173	52	(170)	(56)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(169)	(51)	169	51
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	10	8	(228)	(9)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(5)	(2)	5	2
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	12	7
Montos netos presentados en el balance general	26	77	(221)	(5)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeta a recuperación por tarifas	74	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	22	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 122	\$ 77	\$ (221)	\$ (5)
SDG&E:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 9	\$ 8	\$ (18)	\$ (9)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(5)	(2)	5	2
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	12	7
Montos netos presentados en el balance general	4	6	(1)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	21	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 25	\$ 6	\$ (1)	\$ —
SoCalGas:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 1	\$ —	\$ (210)	\$ —
Montos netos presentados en el balance general	1	—	(210)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación por tarifas	1	—	—	—
Total	\$ 2	\$ —	\$ (210)	\$ —

⁽¹⁾ Incluido en Otros Activos Circulantes para SDG&E y SoCalGas.

⁽²⁾ 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 en los Estados Consolidados Condensados de Resultados en OCI y AOCI.

IMPACTOS DE COBERTURA

(En millones de dólares)

	(Pérdida) ganancia 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	
	2024	2023		2024	2023
Sempra:					
Coberturas de flujo de efectivo:					
Instrumentos de tasa de interés	\$ (203)	\$ 320	Gasto por intereses	\$ 3	\$ (1)
Instrumentos de tasa de interés	(33)	32	Participación en utilidades ⁽¹⁾	5	12
Instrumentos de cambio de divisas	2	8	Otra utilidad, neta	1	1
Instrumentos de cambio de divisas	2	7	Participación en utilidades ⁽¹⁾	1	1
Coberturas de valor razonable:					
Instrumentos de cambio de divisas	(3)	—	Participación en utilidades ⁽¹⁾	—	—
Total	\$ (235)	\$ 367		\$ 10	\$ 13

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		Ubicación	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024			2023	
	2024	2023		2024	2023
Sempra:					
Coberturas de flujo de efectivo:					
Instrumentos de tasa de interés	\$ 5	\$ 337	Gasto por intereses	\$ 9	\$ (1)
Instrumentos de tasa de interés	(8)	56	Participación en utilidades ⁽¹⁾	20	33
Instrumentos de cambio de divisas	14	—	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	5	—
			Otra utilidad, neta	2	(1)
Instrumentos de cambio de divisas	12	1	Participación en utilidades ⁽¹⁾	5	(1)
Instrumentos de tasa de interés y cambio de divisas	—	7	Gasto por intereses	—	1
			Otra utilidad, neta	—	6
Coberturas de valor razonable:					
Instrumentos de cambio de divisas	(10)	—	Participación en utilidades ⁽¹⁾	—	—
Total	\$ 13	\$ 401		\$ 41	\$ 37

SoCalGas:

Coberturas de valor razonable:					
Instrumentos de cambio de divisas	\$ —	\$ —	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (1)

⁽¹⁾ La participación en inversiones bajo el método de participación en capital de Oncor Holdings se reconocen después de impuestos.

Para Sempra, se esperan ganancias netas antes de NCI por \$31 millones de dólares, que son netas de gastos de impuestos, que actualmente se registran en AOCI (con ganancias netas de \$11 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.

Al 30 de septiembre de 2024, el tiempo máximo sobre el que Sempra está cubriendo su exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo en futuros flujos de efectivo para operaciones previstas, excluyendo aquellas operaciones previstas relacionadas con el pago de intereses variables en instrumentos financieros existentes, es de aproximadamente 1.5 años.

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

IMPACTOS POR DERIVADOS NO DESIGNADOS

(En millones de dólares)

		Ganancia (pérdida) antes de impuesto en derivados reconocida en utilidades			
		Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
		2024	2023	2024	2023
Ubicación					
Sempra:					
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	\$ 98	\$ 83	\$ 218	\$ 785
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del gas natural	(16)	(125)	(43)	(172)
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo de combustible eléctrico y energía adquirida	(10)	23	(29)	5
Instrumentos de tasas de interés	Gasto por intereses	—	—	—	(47)
Total		\$ 72	\$ (19)	\$ 146	\$ 571
SDG&E:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo de combustible eléctrico y energía adquirida	\$ (10)	\$ 23	\$ (29)	\$ 5
SoCalGas:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del gas natural	\$ (16)	\$ (125)	\$ (43)	\$ (172)

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 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 fue de \$114 millones de dólares y \$215 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 2024 y al 31 de diciembre de 2023 fue de \$46 millones de dólares y \$210 millones de dólares, respectivamente. SDG&E no tenía este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 30 de septiembre de 2024 o al 31 de diciembre de 2023. Al 30 de septiembre de 2024, si las calificaciones crediticias de Sempra o SoCalGas se redujeran por debajo del grado de inversión, podrían requerirse \$114 millones de dólares y \$46 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 RECURRENTES A VALOR RAZONABLE

Las tablas siguientes establecen nuestros activos y pasivos financieros, por nivel dentro de la jerarquía del valor razonable, que se contabilizaron al valor razonable de manera recurrente al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023. 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 2023.

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 valuar 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 en 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 valuar 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 – Otros Sempra”.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Neteo ⁽¹⁾	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2024					
Sempra:					
Activos:					
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:					
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes a efectivo	\$ 15	\$ 3	\$ —		\$ 18
Valores de capital	315	4	—		319
Valores de deuda:					
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	45	25	—		70
Bonos municipales	—	287	—		287
Otros valores	—	231	—		231
Total de valores de deuda	45	543	—		588
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear ⁽²⁾	375	550	—		925
Inversiones a corto plazo mantenidas en el Fideicomiso Rabbi	59	—	—		59
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	24		24
Instrumentos de tasa de interés	—	77	—	\$ —	77
Instrumentos de cambio de divisas	—	6	—	—	6
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	6	53	—	15	74
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	4	2	6	21	33
Total	\$ 444	\$ 688	\$ 30	\$ 36	\$ 1,198
Pasivos:					
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ 3	\$ —	\$ —	\$ 3
Instrumentos de cambio de divisas	—	1	—	—	1
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	64	—	(40)	24
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	18	48	—	(19)	47
Total	\$ 18	\$ 116	\$ —	\$ (59)	\$ 75

Valor razonable al 31 de diciembre de 2023

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Neteo ⁽¹⁾	Total
Sempra:					
Activos:					
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:					
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes a efectivo	\$ 19	\$ 2	\$ —		\$ 21
Valores de capital	308	4	—		312
Valores de deuda:					
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	34	17	—		51
Bonos municipales	—	275	—		275
Otros valores	—	220	—		220
Total de valores de deuda	34	512	—		546
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear ⁽²⁾	361	518	—		879
Inversiones a corto plazo mantenidas en el Fideicomiso Rabbi	67	—	—		67
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	23		23
Instrumentos de tasa de interés	—	87	—	\$ —	87
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	5	—	74	79
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	1	10	22	33
Total	\$ 428	\$ 611	\$ 33	\$ 96	\$ 1,168
Pasivos:					
Instrumentos de cambio de divisas	\$ —	\$ 9	\$ —	\$ —	\$ 9
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	6	—	—	6
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	20	210	—	(19)	211
Total	\$ 20	\$ 225	\$ —	\$ (19)	\$ 226

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Excluye cuentas por cobrar (cuentas por pagar), netas.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Neteo ⁽¹⁾	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2024					
SDG&E:					
Activos:					
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:					
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 15	\$ 3	\$ —		\$ 18
Valores de capital	315	4	—		319
Valores de deuda:					
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	45	25	—		70
Bonos municipales	—	287	—		287
Otros valores	—	231	—		231
Total de valores de deuda	45	543	—		588
Total fideicomisos de desmantelamiento nuclear ⁽²⁾	375	550	—		925
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	4	1	6	\$ 20	31
Total	\$ 379	\$ 551	\$ 6	\$ 20	\$ 956
Pasivos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 18	\$ 1	\$ —	\$ (18)	\$ 1

Valor razonable al 31 de diciembre de 2023

SDG&E:					
Activos:					
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:					
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 19	\$ 2	\$ —		\$ 21
Valores de capital	308	4	—		312
Valores de deuda:					
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	34	17	—		51
Bonos municipales	—	275	—		275
Otros valores	—	220	—		220
Total de valores de deuda	34	512	—		546
Total fideicomisos de desmantelamiento nuclear ⁽²⁾	361	518	—		879
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	—	10	\$ 21	31
Total	\$ 361	\$ 518	\$ 10	\$ 21	\$ 910
Pasivos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 20	\$ —	\$ —	\$ (19)	\$ 1

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Excluye cuentas por cobrar (cuentas por pagar), netas.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Neteo ⁽¹⁾	Total
Valor razonable al 30 de septiembre de 2024					
SoCalGas:					
Activos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1	\$ 2
Pasivos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 47	\$ —	\$ (1)	\$ 46

Valor razonable al 31 de diciembre de 2023

SoCalGas:					
Activos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1	\$ 2
Pasivos:					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 210	\$ —	\$ —	\$ 210

⁽¹⁾ 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 reconciliaciones de los cambios de valor razonable de los CRR clasificadas como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable de Sempra y SDG&E.

RECONCILIACIONES NIVEL 3⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
Balance al 1 de julio	\$ 6	\$ 20
Ganancias (pérdidas) realizadas y no realizadas, netas	(3)	(2)
Instrumentos de transmisión asignados	1	1
Liquidaciones	2	(1)
Balance al 30 de septiembre	<u>\$ 6</u>	<u>\$ 18</u>
Cambio en ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ —	\$ 1

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
Balance al 1 de enero	\$ 10	\$ 35
Ganancias (pérdidas) realizadas y no realizadas, netas	(6)	(10)
Instrumentos de transmisión asignados	1	(1)
Liquidaciones	1	(6)
Balance al 30 de septiembre	<u>\$ 6</u>	<u>\$ 18</u>
Cambio en pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ (1)	\$ (8)

⁽¹⁾ Excluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones y las garantías en efectivo.

Los insumos utilizados para determinar el valor razonable de los CRR 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
2024	\$ (3.69)	a \$ 9.55	\$ (0.44)
2023	(3.09)	a 10.71	(0.56)

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 razonable significativamente más alta (más baja). Incluimos un resumen de los volúmenes de CRR en la Nota 7.

Las ganancias y pérdidas realizadas asociadas con los CRR, que son recuperables en tarifas, se registran en 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.

Otros Sempra

La siguiente tabla contiene las reconciliaciones 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.

RECONCILIACIONES NIVEL 3

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
Balance al 1 de julio	\$ 23	\$ 23
Ganancias (pérdidas) realizadas y no realizadas, netas ⁽¹⁾	3	(3)
Liquidaciones	(2)	(2)
Balance al 30 de septiembre ⁽²⁾	\$ 24	\$ 18
Cambio en ganancias (pérdidas) no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ 3	\$ (2)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
Balance al 1 de enero	\$ 23	\$ 17
Ganancias (pérdidas) realizadas y no realizadas, netas ⁽¹⁾	7	7
Liquidaciones	(6)	(6)
Balance al 30 de septiembre ⁽²⁾	\$ 24	\$ 18
Cambio en ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 30 de septiembre	\$ 6	\$ 7

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Incluye \$7 en Otros Activos Circulantes y \$17 en Otros Activos a Largo Plazo al 30 de septiembre de 2024 en los Balances Generales Consolidados Condensados 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 circulantes y no circulantes, cantidades debidas a/por afiliadas no consolidadas con vencimientos originales de menos de 90 días, dividendos y cuentas por pagar con vencimiento en un año o menos, 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

(En millones de dólares)

	Monto registrado	Valor razonable			Total
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
30 de septiembre de 2024					
Sempra:					
Cuenta por cobrar de pagarés a largo plazo ⁽¹⁾	\$ 347	\$ —	\$ —	\$ 339	\$ 339
Montos de largo plazo debidos a afiliadas no consolidadas	347	—	326	—	326
Total de deuda a largo plazo ⁽²⁾	31,224	—	29,765	—	29,765
SDG&E:					
Total de deuda a largo plazo ⁽³⁾	\$ 8,950	\$ —	\$ 8,247	\$ —	\$ 8,247
SoCalGas:					
Total de deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	\$ 7,359	\$ —	\$ 7,220	\$ —	\$ 7,220
31 de diciembre de 2023					
Sempra:					
Cuenta por cobrar de pagarés a largo plazo ⁽¹⁾	\$ 334	\$ —	\$ —	\$ 318	\$ 318
Montos de largo plazo debidos a afiliadas no consolidadas	312	—	283	—	283
Total de deuda a largo plazo ⁽²⁾	27,716	—	25,617	—	25,617
SDG&E:					
Total de deuda a largo plazo ⁽³⁾	\$ 8,750	\$ —	\$ 7,856	\$ —	\$ 7,856
SoCalGas:					
Total de deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	\$ 6,759	\$ —	\$ 6,442	\$ —	\$ 6,442

⁽¹⁾ Antes de reservas por pérdidas crediticias por \$5 y \$6 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente. Excluye los costos de transacción no amortizados de \$3 y \$4 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

⁽²⁾ Después de los efectos de los swaps de tasa de interés. Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$366 y \$322 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,318 y \$1,340 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

⁽³⁾ Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$97 y \$89 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,209 y \$1,233 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

⁽⁴⁾ Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$68 y \$55 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$109 y \$107 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

Incluimos los valores razonables para los valores mantenidos en los NDT relacionados con SONGS en la Nota 10.

NOTA 9. SEMPRA – PARTICIPACIÓN Y UTILIDADES POR ACCIÓN COMÚN

ACCIONES PREFERENTES

El 2 de mayo de 2024, Semptra presentó una modificación a su acta constitutiva modificada y reexpresada para implementar la cancelación de las acciones preferentes serie A y las acciones preferentes serie B, las cuales habían sido convertidas previamente en acciones comunes de Semptra, por consiguiente, disminuyendo el número de acciones preferentes serie A autorizadas de 17,250,000 a cero y las acciones preferentes serie B de 5,750,000 a cero. A partir del 2 de mayo de 2024, cada una de dichas series de acciones dejó de ser una serie autorizada del capital social de Semptra.

SPLIT DE ACCIONES COMUNES EN LA FORMA DE UN DIVIDENDO EN ACCIONES

El 2 de agosto de 2023, el consejo de administración de Semptra declaró un split de las acciones comunes de Semptra 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 Semptra por cada acción común de Semptra 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 Semptra empezaron a cotizar dando efectos al split a partir del 22 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Semptra siguen sin tener valor nominal con 1,125,000,000 acciones autorizadas.

Salvo que se indique lo contrario, toda la información de acciones y 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.

OFERTAS DE ACCIONES COMUNES

Programa ATM

El 6 de noviembre de 2024, establecimos un programa ATM, que prevé la oferta y venta de acciones comunes de Semptra con un precio de venta bruto total de hasta \$3.0 mil millones de dólares a través agentes actuando como nuestros agentes de ventas o como vendedores a plazo o directamente a los agentes como principales. Las acciones podrán ofrecerse y venderse en las cantidades y fechas que determinemos de tiempo en tiempo. Los agentes tendrán derecho a una comisión que no superará el 1.0% del precio de venta bruto de todas las acciones vendidas a través de ellos como agente en virtud del contrato de venta.

Conforme al programa ATM, podemos suscribir distintos contratos de venta a plazo (*forward sale agreements*) con afiliadas de los agentes como compradores a plazo. Esperamos liquidar físicamente la totalidad de cada contrato de venta a plazo, en su caso. No obstante, en general tendremos el derecho, sujeto a determinadas excepciones, a elegir una liquidación en efectivo o una liquidación neta de acciones por la totalidad o una parte de nuestras obligaciones en virtud de cualquiera de dichos contratos de venta a plazo. Si celebramos un contrato de venta a plazo con cualquier comprador a plazo, esperamos que dicho comprador a plazo (o su afiliada) intente obtener préstamos de terceros y vender, a través del agente correspondiente, actuando como agente de ventas para dicho comprador a plazo, acciones comunes de la Sociedad para cubrir la exposición de dicho comprador a plazo en virtud de dicho contrato de venta a plazo. No recibiremos recursos por venta alguna de acciones tomadas en préstamo por un comprador a plazo (o su afiliada) y vendidas a través de un vendedor a plazo. El vendedor a plazo recibirá una comisión, en forma de reducción del precio inicial a plazo en virtud del correspondiente contrato de venta a plazo, a una tasa acordada mutuamente que no superará (sujeto a determinadas excepciones) del 1.0% de la media ponderada por volumen del precio de venta bruto por acción de todas las acciones comunes de Semptra tomadas en préstamo y vendidas a través de dicho vendedor a plazo.

Buscamos utilizar una parte sustancial de los recursos netos que recibamos de la emisión y venta por nuestra parte de cualesquiera acciones comunes de nuestra propiedad a los agentes o a través de ellos y cualesquiera recursos netos que recibamos a través de la liquidación de cualesquiera contratos de venta a plazo con los compradores a plazo para capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluido el financiamiento parcial de los aumentos previstos de nuestro plan de capital a largo plazo y la amortización de papel comercial pendiente y otros endeudamientos potenciales.

Contratos de Venta a Plazo de noviembre de 2023

En noviembre de 2023, concluimos la oferta de 19,242,010 acciones comunes, sin valor nominal, en una oferta pública registrada a \$70.00 dólares por acción (\$68.845 dólares por acción después de deducir los descuentos de colocación), 17,142,858 acciones en virtud de contratos de venta a plazo (*forward sale agreement*). Discutimos la oferta de acciones comunes en la Nota 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Al 6 de noviembre de 2024, un total de 17,142,858 acciones comunes de Sempra de nuestra oferta pública de noviembre de 2023 siguen sujetas a liquidación futura conforme a estos contratos de venta a plazo, mismas que pueden liquidarse en una o más fechas especificadas por nosotros que ocurran a más tardar el 31 de diciembre de 2024, que es la fecha de liquidación final conforme a los contratos. Aunque esperamos liquidar los contratos de venta a plazo en su totalidad mediante la entrega física de acciones comunes a cambio de ingresos en efectivo, podemos, en determinadas condiciones, optar por la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones para todas o parte de nuestras obligaciones en virtud de los contratos de venta a plazo. Los contratos de venta a plazo también están sujetos a aceleración por parte de las contrapartes de los contratos en caso de que se produzcan determinados eventos.

RECOMPRA DE ACCIONES COMUNES

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, retuvimos 565,571 acciones por \$41 millones de dólares y 411,447 acciones por \$32 millones de dólares, respectivamente, de nuestras acciones comunes que, de otro modo, se emitirían a los participantes en el plan de incentivos a largo plazo que no elijan otra cosa tras la adquisición de las RSUs y el ejercicio de opciones sobre acciones, en una cantidad suficiente para satisfacer los requerimientos mínimos de retención de impuestos. Dicha retención se considera una recompra de acciones para efectos contables.

PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS

Las participaciones en una entidad consolidada que se mantienen por propietarios no consolidados se contabilizan y reportan como NCI.

La siguiente tabla resume los recursos netos atribuibles a Sempra y las transferencias (a) desde NCI, que muestran los efectos de los cambios en la participación de Sempra en sus subsidiarias sobre el capital contable de Sempra.

UTILIDAD NETA ATRIBUIBLE A SEMPRA Y LAS TRANSFERENCIAS (A) DESDE NCI

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el	Nueve meses terminados el
	30 de septiembre de 2023	
Sempra:		
Utilidad neta atribuible a Sempra	\$ 732	\$ 2,327
Transferencias (a) desde NCI:		
Disminución en el capital contable para las ventas de NCI	(62)	(44)
Transferencias netas (a) desde NCI	(62)	(44)
Cambio de la utilidad neta atribuible a Sempra y las transferencias (a) desde NCI	\$ 670	\$ 2,283

SI Partners

Contribuciones de NCI. 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 un crédito de Sempra conforme al contrato de asociación limitada de SI Partners, para financiar su parte de las contribuciones a SI Partners. Como resultado, registramos un aumento de capital de \$200 millones de dólares mantenido por NCI y una disminución en el capital contable de Sempra de \$145 millones de dólares, neto de un beneficio fiscal.

Subsidiarias de SI Partners

Venta de NCI a KKR Denali. En septiembre de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación del 60% en una subsidiaria de SI Partners (resultando en un 42% de NCI indirecta en el proyecto PA LNG Fase 1) a KKR Denali por una contraprestación total en efectivo de \$984 millones de dólares, antes de ajustes posteriores al cierre registrados posteriormente. 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.

La subsidiaria indirecta de SI Partners y KKR Denali asumieron 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.

Venta de NCI a una Afiliada de ConocoPhillips. En marzo de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación indirecta del 30% en una subsidiaria de SI Partners (resultando en un 30% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1) a una afiliada de ConocoPhillips por una contraprestación en efectivo total por \$254 millones de dólares. 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.

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. A 30 de septiembre de 2024, la subsidiaria indirecta de SI Partners ha pagado un importe total de \$2.7 mil millones de dólares en cumplimiento de su compromiso de financiar la parte del presupuesto de desarrollo del proyecto PA LNG Fase 1 que le corresponde.

UTILIDADES POR ACCIÓN COMÚN

La EPS básica se calcula dividiendo las utilidades atribuibles a las acciones comunes por el promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el periodo. 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 acciones; acciones en miles)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Numerador:				
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 638	\$ 721	\$ 2,152	\$ 2,293
Denominador:				
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para la EPS básica ⁽¹⁾	633,752	630,036	633,342	629,963
Efecto por dilución de las acciones comunes vendidas a futuro	2,312	—	1,375	—
Efecto por dilución de las opciones de compra de acciones y RSUs ⁽²⁾	1,997	2,288	1,849	2,268
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS diluida	638,061	632,324	636,566	632,231
EPS:				
Básica	\$ 1.01	\$ 1.14	\$ 3.40	\$ 3.64
Diluida	\$ 1.00	\$ 1.14	\$ 3.38	\$ 3.63

⁽¹⁾ Incluye 615 y 716 RSUs totalmente devengadas que se mantienen en nuestro Plan de Compensación Diferida para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, respectivamente, y 616 y 716 de dichas RSUs para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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.

⁽²⁾ 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 a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual, las RSUs diluidas pueden variar significativamente de periodo a periodo.

El impacto dilutivo potencial de las opciones de acciones y las RSUs 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 la EPS diluida para los tres meses y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 excluye 450,243 y 996,966 acciones potencialmente dilutivas, respectivamente, y el cálculo de la EPS diluida para los tres meses y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 excluye 624,242 y 470,804 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.

El impacto dilutivo potencial de la venta a plazo de nuestras acciones comunes de conformidad con los contratos de venta a plazo (*forward sale agreement*) que comentamos anteriormente se refleja en nuestro cálculo de la EPS diluida utilizando el método de acciones en tesorería. Preveamos que habrá un efecto dilutivo sobre nuestro EPS cuando el precio promedio de mercado de nuestras acciones comunes sea superior al precio de venta a futuro ajustado aplicable, sujeto a aumento o disminución en función del tipo de financiación bancaria a un día, menos un diferencial, y sujeto a disminución por importes relacionados con los dividendos previstos sobre acciones comunes durante la vigencia de los contratos de venta a plazo. Además, si decidimos liquidar físicamente o liquidar en acciones netas los contratos de venta a plazo, la entrega de nuestras acciones a los compradores a futuro en dicha liquidación física o liquidación en acciones netas de los contratos de venta a plazo daría lugar a una dilución de nuestro EPS.

Respecto a los planes de compensación en acciones de Sempra, el Comité de Compensación y Desarrollo de Talento del consejo de administración de Sempra otorgó 414,812 opciones de acciones no calificadas, 721,049 RSUs basadas en rendimiento y 312,043 RSUs basadas en el servicio en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, principalmente en enero.

Describimos más a detalle los planes de compensación con acciones y premios relacionados 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.

NOTA 10. 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 mantiene una participación accionaria del 20%. Describimos más a detalle 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 2023, la CPUC otorgó a SDG&E la autorización para acceder a los fondos de los NDT hasta por \$79 millones de dólares para los costos previstos para 2024.

Fideicomisos de Desmantelamiento Nuclear

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 2024				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 18	\$ —	\$ —	\$ 18
Valores de capital	80	241	(2)	319
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU. ⁽¹⁾	69	1	—	70
Bonos municipales ⁽²⁾	290	3	(6)	287
Otros valores ⁽³⁾	233	4	(6)	231
Total de valores de deuda	592	8	(12)	588
Cuentas por cobrar (pagar), neto	(19)	—	—	(19)
Total	\$ 671	\$ 249	\$ (14)	\$ 906
31 de diciembre de 2023				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 21	\$ —	\$ —	\$ 21
Valores de capital	89	225	(2)	312
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Departamento del Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	50	2	(1)	51
Bonos municipales	280	3	(8)	275
Otros valores	228	3	(11)	220
Total de valores de deuda	558	8	(20)	546
Cuentas por cobrar (pagar), neto	(7)	—	—	(7)
Total	\$ 661	\$ 233	\$ (22)	\$ 872

⁽¹⁾ Las fechas de vencimiento son 2025-2055.

⁽²⁾ Las fechas de vencimiento son 2024-2062.

⁽³⁾ Las fechas de vencimiento son 2024-2072.

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.

VENTA 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	
	2024	2023	2024	2023
Producto de las ventas	\$ 259	\$ 143	\$ 639	\$ 437
Ganancias brutas realizadas	17	12	41	20
Pérdidas brutas realizadas	2	3	7	9

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 ARO de SDG&E relacionada con los costos de desmantelamiento de las tres unidades de SONGS fue de \$480 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024 y está basado en un estudio de costos elaborado en 2020, que la CPUC aprobó en agosto de 2024.

SEGURO NUCLEAR

SDG&E y los demás propietarios de SONGS cuentan con un seguro para cubrir reclamaciones por incidentes de responsabilidad nuclear que surjan en SONGS. Actualmente, este seguro otorga un límite de \$500 millones de dólares en cobertura, el monto máximo disponible, incluyendo cobertura por actos de terrorismo. Además, la Ley Price-Anderson otorga una cobertura adicional de \$60 millones de dólares. Si se produce una pérdida por responsabilidad nuclear en SONGS y supera el límite del seguro de \$500 millones de dólares, esta cobertura adicional estaría disponible para proporcionar un total de \$560 millones de dólares en límites de cobertura por incidente.

Derivado de las evaluaciones de cobertura actualizadas, los propietarios de SONGS cuentan con un seguro de daños a bienes nucleares por \$130 millones de dólares, lo que supera el requisito mínimo federal de \$50 millones de dólares. Esta cobertura de seguro se brinda a través del NEIL. Las pólizas del NEIL tienen exclusiones y limitaciones específicas que pueden resultar en una reducción de la cobertura. Los miembros asegurados como grupo están sujetos a evaluaciones retrospectivas de primas para cubrir las pérdidas sufridas por NEIL conforme a todas las pólizas emitidas. SDG&E podría estar sujeto a un importe insignificante por primas retrospectivas con base en las reclamaciones globales de los miembros.

El programa de seguros de bienes nucleares incluye un límite de pérdidas totales de la industria para actos de terrorismo no certificados (según lo definido por la Ley de Seguro de Riesgo de Terrorismo) por \$3.24 mil millones de dólares. Esta es la cantidad máxima que será pagada a los asegurados que sufran pérdidas o daños por estos actos terroristas no certificados.

NOTA 11. 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 2024, los registros de contingencias por pérdidas para asuntos legales que son probables y estimables, fueron \$53 millones de dólares para Sempra, no significativos para SDG&E, y \$28 millones de dólares para SoCalGas.

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 buscaban anular los contratos de franquicia. 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. Esperamos una sentencia sobre la apelación en el primer trimestre de 2025. 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. Ambas partes han apelado la sentencia.

SoCalGas

Fuga de Gas en la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural de 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.

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 han llegado a un acuerdo, y que no participaron en la transacción (los Demandantes Individuales que no llegaron a un Acuerdo), pueden continuar con la persecución de sus demandas. Al 1 de noviembre de 2024, quedan aproximadamente 520 demandantes, que son nuevos demandantes o Demandantes Individuales que no llegaron a un Acuerdo.

Los casos de los nuevos demandantes y los Demandantes Individuales Restantes que no llegaron a un Acuerdo se coordinaron ante un solo tribunal en el Tribunal Superior del Condado de Los Ángeles 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.

Al 30 de septiembre de 2024, \$21 millones de dólares se acumulan en Otros Pasivos Circulantes y \$1 millón de dólares se acumula en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Consolidados Condensados de Sempra y SoCalGas. Estas acumulaciones no incluyen cualesquier montos que exceden de lo que se ha estimado razonablemente para solucionar ciertos asuntos que describimos anteriormente, ni los importes que puedan ser necesarios para resolver amenaza de litigio, otros posibles litigios u otros costos. No hemos sido capaces de estimar razonablemente la pérdida posible o el rango de posibles pérdidas en exceso de los montos incurridos, que podrían ser significativos y podrían tener un efecto adverso material en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra.

Procedimiento Reglamentario de la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural de Aliso Canyon

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. Esperamos una decisión definitiva a finales de este año.

En agosto de 2023, 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 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 de inventario dentro del procedimiento SB 380 OII.

Al 30 de septiembre de 2024, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$1.0 mil 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, y la suficiencia del gas natural y la generación eléctrica podrían verse en peligro.

Otros Sempra

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 demandante presentó una reclamación ante el Tribunal Agrario Federal, que pretende 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. En agosto de 2024, el Tribunal Colegiado de Circuito Federal resolvió en favor de Terminal ECA Regasificación. El demandante tiene la opción de presentar una apelación ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México.

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, buscando la revocación de 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 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 desecho la demanda. Los demandantes apelaron y la decisión del tribunal de apelaciones está 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 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.
- 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.

Port Arthur LNG

El proyecto PA LNG Fase 1 cuenta con dos permisos de la Ley de Aire Limpio, Prevención del Deterioro Significativo, emitidos por la TCEQ, y al que nos referimos como el “Permiso 2016” y el “Permiso 2022”. El Permiso 2022 también regula las emisiones del proyecto PA LNG Fase 2 propuesto. En noviembre de 2023, un panel del Tribunal de Apelación de EE.UU. del Quinto Circuito emitió una decisión de anular y devolver el Permiso 2022 a la TCEQ para una explicación adicional de la decisión de la agencia sobre el permiso. En febrero de 2024, el tribunal retiró su opinión y remitió el caso a la Suprema Corte de Justicia de Texas para que resolviera en cuanto a la norma adecuada que debe aplicarse por la TCEQ. El Permiso 2022 está vigente durante la revisión de la Suprema Corte de Justicia de Texas. El Permiso 2016 no fue sujeto a, y no se ve afectado por los litigios pendientes del Permiso 2022. La construcción del proyecto LNG Fase 1 se está llevando a cabo sin interrupciones bajo los permisos existentes, y actualmente no prevemos que los litigios pendientes impacten significativamente en el costo, plazos u operaciones comerciales esperadas en esta etapa del proyecto LNG Fase 1.

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. Además, el decreto pretende permitir a la CRE revocar los 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 promulgada, si considera que se obtuvieron de manera indebida. 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. Se interpusieron numerosas acciones legales contra el decreto, lo que dio lugar a que los tribunales mexicanos emitieran una suspensión del decreto a finales de marzo de 2021.

En abril de 2022, la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México resolvió una acción de inconstitucionalidad presentada por un grupo de senadores en contra de la Ley de la Industria Eléctrica reformada. No se alcanzó la súper mayoría necesaria para declarar inconstitucional la reforma, y por lo tanto, el procedimiento fue desechado, dejando en vigor la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica. Sin embargo, la Corte declaró inválidas algunas de las reformas, incluyendo la prioridad de despacho para la CFE y otras disposiciones que otorgaban preferencia a la CFE sobre las empresas privadas.

En enero de 2024, la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México resolvió definitivamente un amparo en un caso distinto promovido por un tercero y determinó que ciertas disposiciones de las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica son inconstitucionales, incluyendo la prioridad de despacho para la CFE y otras disposiciones que otorgaban preferencia a la CFE sobre las empresas privadas. La Corte también desechó un amparo relativo a la disposición del decreto aplicable a los permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la anterior ley eléctrica, y estableció que su decisión aplica de manera general a todos los participantes.

Sempre Infrastructure presentó tres demandas impugnando las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica, incluyendo una concerniente a la disposición que permite la revocación de las autorizaciones de autoabastecimiento consideradas indebidamente obtenidas. En cada una de ellas, Sempre Infrastructure obtuvo una sentencia favorable en el tribunal de primera instancia, todas ellas impugnadas por la CRE. Derivado de los criterios establecidos por la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México, en julio de 2024, el Segundo Tribunal Colegiado revocó la sentencia del tribunal de primera instancia y desechó definitivamente una de las demandas presentadas por Sempre Infrastructure respecto a la disposición que permite la revocación de los permisos de

autoabastecimiento. En consecuencia, la CRE podría verse obligada a solicitar la revocación de dichos permisos de autoabastecimiento, bajo un estándar legal que es ambiguo y no bien definido conforme a la ley. Sempra Infrastructure suministra energía al amparo de permisos de autoabastecimiento, y podría presentar amparos impugnando la constitucionalidad de cualquier medida de este tipo. Si dichos permisos de autoabastecimiento 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. Sigue pendiente la emisión de una resolución definitiva en relación con las dos demandas restantes.

RBS Sempra Commodities – Resuelto

Sempra tiene una inversión basada en el método de participación en RBS Sempra Commodities LLP, una sociedad de responsabilidad limitada en proceso de liquidación. En 2015, los liquidadores presentaron una demanda ante el Tribunal Superior de Justicia contra The Royal Bank of Scotland plc (actualmente 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 Sempra Energy Europe, una subsidiaria de RBS Sempra Commodities LLP. La demanda estableció 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 IVA que no podían pagar, y que los Demandados estaban obligados a proporcionar una compensación equitativa debido a asistencia deshonestas y compensación en virtud de la Ley de Insolvencia del Reino Unido de 1986. En enero de 2024, las partes llegaron a un convenio de transacción sobre la demanda de las Empresas en Liquidación contra los Demandados para resolver completamente el asunto; nuestra parte de dicho acuerdo fue de aproximadamente £7.9 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$10 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023). Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, registramos \$40 millones de dólares en participación de utilidades por nuestra inversión en RBS Sempra Commodities LLP para reducir un estimado de nuestras obligaciones para liquidar asuntos de IVA pendientes y costos legales asociados, basándonos en el convenio de transacción alcanzado con las Empresas en Liquidación en enero de 2024.

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 1 de noviembre de 2024, hay una demanda está pendiente. 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, aeronaves, 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 suministro (*tolling*) y almacenamiento de energía que comenzó en septiembre de 2024 y termina en agosto de 2036. SDG&E registró un activo por derechos de uso de arrendamiento operativo y un pasivo por arrendamiento operativo de \$202 millones de dólares. Los pagos futuros del arrendamiento ascienden a por lo menos \$4 millones de dólares en 2024, \$23 millones de dólares en cada uno de los años 2025 a 2028 y \$182 millones de dólares a partir de entonces.

Arrendamientos que Aún no Han Comenzado

SDG&E ha celebrado seis PPAs, de los cuales SDG&E espera que dos comenzarán en 2024, dos comenzarán en 2025 y dos comenzarán en 2026. SDG&E espera que los pagos futuros del arrendamiento sean por al menos \$5 millones de dólares en 2024, \$41 millones de dólares en 2025, \$67 millones de dólares en 2026, \$68 millones de dólares en 2027 y en 2028 y \$777 millones de dólares en adelante (hasta su vencimiento en 2041).

SoCalGas celebró un contrato de arrendamiento para una nueva área de oficinas en Los Ángeles, que espera que comience en 2026. En septiembre de 2024, SoCalGas pagó por anticipado \$1 millón de dólares y espera que los pagos futuros del arrendamiento sean de por lo menos \$8 millones de dólares en 2028 y \$143 millones de dólares en adelante (hasta su vencimiento en 2041).

Sempra Infrastructure ha celebrado un contrato de arrendamiento por los servicios de un barco remolcador para el proyecto PA LNG Fase 1 que espera que comience en 2027. Sempra Infrastructure espera que los pagos mínimos futuros del arrendamiento sean de \$10 millones de dólares en 2027, \$12 millones de dólares en 2028 y \$210 millones de dólares en adelante (hasta su vencimiento en 2047, excluidas algunas opciones de renovación) y el total de pagos mínimos fijos futuros por servicios de operación y mantenimiento sean de \$184 millones de dólares.

Contabilidad como Arrendador

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

A continuación, proporcionamos información sobre los contratos de arrendamiento de los que somos arrendadores.

INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra – Arrendamientos financieros:				
Ingresos por intereses	\$ 1	\$ 2	\$ 4	\$ 5
Ingresos totales por arrendamientos financieros ⁽¹⁾	\$ 1	\$ 2	\$ 4	\$ 5
Sempra – Arrendamientos operativos:				
Pagos fijos de arrendamiento	\$ 83	\$ 78	\$ 259	\$ 234
Pagos variables de arrendamiento	9	10	29	26
Ingresos totales por los arrendamientos operativos ⁽¹⁾	\$ 92	\$ 88	\$ 288	\$ 260
Gastos de depreciación	\$ 17	\$ 15	\$ 53	\$ 45

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

COMPROMISOS CONTRACTUALES

Discutimos más adelante los cambios significativos en los primeros nueve meses del 2024 en los compromisos contractuales los cuales discutimos en Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

Contratos de Gas Natural

Los contratos de gas natural y compromisos de transporte de SoCalGas han aumentado en aproximadamente \$340 millones de dólares desde el 31 de diciembre de 2023, principalmente por la celebración de nuevos contratos de gas natural en los primeros nueve meses de 2024. Al 30 de septiembre de 2024, esperamos que los pagos futuros disminuyan en \$7 millones de dólares en 2024 y aumenten en \$36 millones de dólares en 2025, \$111 millones de dólares en 2026, \$119 millones de dólares en 2027, y \$81 millones de dólares en 2028 en comparación al 31 de diciembre de 2023.

Los contratos de gas natural y compromisos de transporte de Sempra Infrastructure han aumentado en aproximadamente \$474 millones de dólares desde el 31 de diciembre de 2023, principalmente por la celebración de nuevos contratos de gas natural en los primeros nueve meses de 2024. Esperamos que los pagos futuros disminuyan en \$17 millones de dólares en 2024, y aumenten en \$4 millones de dólares en 2025, \$76 millones de dólares en 2026, \$98 millones de dólares en cada uno de los años 2027 y 2028, y \$215 millones de dólares en adelante (hasta su vencimiento en 2059) en comparación con el 31 de diciembre de 2023.

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 2024 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 2024, esperamos que el monto comprometido disminuya en \$321 millones de dólares en 2024, en \$76 millones de dólares en 2025, \$51 millones de dólares en 2026, \$37 millones de dólares en 2027, \$45 millones de dólares en 2028 y \$30 millones de dólares en adelante (hasta su vencimiento en 2029) en comparación al 31 de diciembre de 2023, reflejando cambios en los precios estimados forward desde el 31 de diciembre de 2023 y las operaciones reales por los primeros nueve meses de 2024. Estos montos comprometidos de LNG se basan asumiendo que todos los cargamentos de LNG conforme al contrato sean entregados, a excepción de aquellos que ya fueron confirmados para ser desviados al 30 de septiembre de 2024. Las compras reales de LNG en el presente año y años anteriores 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.

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 \$51 millones de dólares para Sempra, \$18 millones de dólares para SDG&E y \$20 millones de dólares para SoCalGas al 30 de septiembre de 2024.

NOTA 12. SEMPRA – INFORMACIÓN POR SEGMENTO

Sempra tiene tres segmentos reportables administrados por separado, de la siguiente forma:

- *Sempra California* presta servicios de gas natural y de electricidad al Sur de California y parte del centro de California, a través de las afiliadas totalmente propiedad de Sempra, SDG&E y SoCalGas.
- *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 presta 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, una empresa regulada de servicios públicos de transmisión de electricidad que presta 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. Sempra Infrastructure mantiene una participación del 70% en SI Partners.

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 Balances Generales Consolidados Condensados, Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo y Estados Consolidados Condensados de Resultados. 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)

	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre 2023
ACTIVOS		
Sempra California	\$ 56,220	\$ 53,430
Sempra Texas Utilities	15,292	14,392
Sempra Infrastructure	21,828	19,430
Todos los demás	1,434	967
Cuentas por cobrar entre segmentos	(1,026)	(1,038)
Total	\$ 93,748	\$ 87,181
MÉTODO DE PARTICIPACIÓN EN CAPITAL Y OTRAS INVERSIONES		
Sempra Texas Utilities	\$ 15,280	\$ 14,380
Sempra Infrastructure	2,291	2,129
Todos los demás	1	1
Total	\$ 17,572	\$ 16,510
	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
GASTOS POR PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO		
Sempra California	\$ 3,329	\$ 3,344
Sempra Infrastructure	2,433	2,725
Todos los demás	3	5
Total	\$ 5,765	\$ 6,074

INFORMACIÓN POR SEGMENTO (CONTINUÍA)

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
INGRESOS				
Sempra California	\$ 2,256	\$ 2,725	\$ 8,022	\$ 10,840
Sempra Infraestructure	538	629	1,466	2,485
Ajustes y eliminaciones	(1)	1	(1)	(1)
Ingresos entre segmentos ⁽¹⁾	(17)	(21)	(60)	(95)
Total	\$ 2,776	\$ 3,334	\$ 9,427	\$ 13,229
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN				
Sempra California	\$ 536	\$ 491	\$ 1,585	\$ 1,435
Sempra Infraestructure	76	71	221	210
Todos los demás	2	1	5	6
Total	\$ 614	\$ 563	\$ 1,811	\$ 1,651
UTILIDADES POR INTERESES				
Sempra California	\$ 4	\$ 9	\$ 12	\$ 19
Sempra Infraestructure	7	4	19	25
Todos los demás	6	7	17	17
Eliminaciones intercompañías	—	(1)	(1)	(1)
Total	\$ 17	\$ 19	\$ 47	\$ 60
GASTO POR INTERESES				
Sempra California	\$ 213	\$ 196	\$ 627	\$ 577
Sempra Texas Utilities	1	—	1	—
Sempra Infraestructure	—	7	—	127
Todos los demás	116	109	319	292
Eliminaciones intercompañías	(2)	—	(3)	(1)
Total	\$ 328	\$ 312	\$ 944	\$ 995
(BENEFICIO) GASTO DE IMPUESTO				
Sempra California	\$ (37)	\$ (20)	\$ 90	\$ 64
Sempra Texas Utilities	1	—	1	—
Sempra Infraestructure	(43)	24	(67)	555
Todos los demás	(26)	(56)	(87)	(120)
Total	\$ (105)	\$ (52)	\$ (63)	\$ 499
PARTICIPACIÓN EN UTILIDADES				
Participación en utilidades, antes de impuesto a la utilidad:				
Sempra Texas Utilities	\$ 2	\$ 2	\$ 6	\$ 5
Sempra Infraestructure	130	131	420	413
	132	133	426	418
Participación en utilidades, netos de impuestos:				
Sempra Texas Utilities	261	305	646	548
Sempra Infraestructure	61	41	163	120
	322	346	809	668
Total	\$ 454	\$ 479	\$ 1,235	\$ 1,086
GANANCIAS (PÉRDIDAS) ATRIBUIBLES A ACCIONES COMUNES				
Sempra California	\$ 247	\$ 290	\$ 1,145	\$ 1,247
Sempra Texas Utilities	261	305	646	548
Sempra Infraestructure	230	223	652	746
Todos los demás	(100)	(97)	(291)	(248)
Total	\$ 638	\$ 721	\$ 2,152	\$ 2,293

⁽¹⁾ Los ingresos por segmentos reportables incluyendo ingresos entre segmentos de \$6 y \$11 por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y \$16 y \$44 por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024; \$5 y \$16 por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2023 y \$14 y \$81 por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2023 para Sempra California y Sempra Infraestructure, respectivamente.

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

	<i>Página</i>
Resumen General	86
Resultados de Operación por Registrante	86
Sempra	87
SDG&E	99
SoCalGas	103
Recursos de Capital y Liquidez	106
Estimaciones Contables Críticas	121
Nuevas Normas Contables	121

RESUMEN GENERAL

Este MD&A combinado incluye los resultados de operación y financieros de los siguientes tres Registrantes:

- *Sempra* es una sociedad controladora de California con inversiones en infraestructura de energía en Norteamérica. Nuestros negocios invierten en desarrollar y operar infraestructura de energía, y proveer servicios de electricidad y gas a clientes.
- *SDG&E* es una empresa de servicios públicos regulada que proporciona servicios de electricidad a San Diego y condados del sur de Orange y servicio de gas natural al Condado de San Diego.
- *SoCalGas* es una empresa de servicios públicos de distribución de gas natural regulada, que presta servicios a clientes a lo largo de casi todo el sur de California y parte del centro de California.

Este MD&A combinado debe ser leído junto con los Estados Financieros Consolidados Condensados y las Notas a los mismos en este 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 reporte el Reporte Anual.

En el cuarto trimestre de 2023, Sempra realineó sus segmentos reportables para reflejar los cambios en la forma en la que el CODM supervisa nuestras tres plataformas: Sempra California, Sempra Texas Utilities y Sempra Infrastructure. Nuestros anteriores segmentos reportables de SDG&E y SoCalGas fueron combinados en un solo segmento operativo y reportable, Sempra California, que es consistente con en la forma en la que el CODM evalúa el desempeño debido a las similitudes de sus operaciones, incluyendo ubicación geográfica y marco regulatorio en California.

La información histórica por segmento de Sempra ha sido reexpresada para ajustarse a la presentación actual, para que todas las discusiones reflejen la información por segmento revisada de sus tres segmentos reportables:

- Sempra California
- Sempra Texas Utilities
- Sempra Infrastructure

SDG&E y SoCalGas tienen cada una un segmento reportable.

RESULTADOS DE OPERACIÓN POR REGISTRANTE

A lo largo del MD&A, nuestras referencias a utilidades representan utilidades atribuibles a acciones comunes. Los montos variados presentados son el impacto de utilidades después de impuestos (con base en las tasas fiscales aplicables, salvo que se especifique lo contrario), y después de NCI, pero antes de efectos de tipo de cambio e inflación, según resulte aplicable.



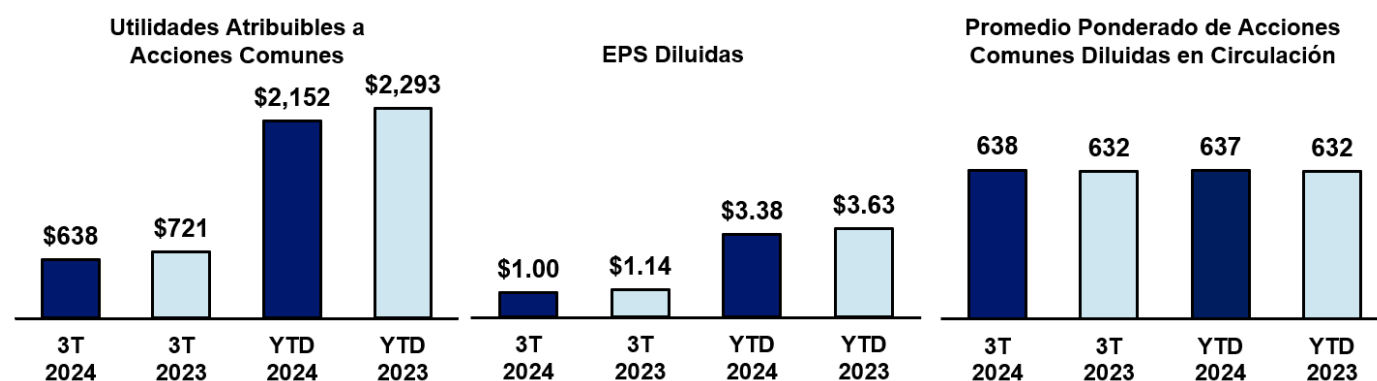
Discutimos aquí los resultados de operación de Sempra y cambios significativos en utilidades (pérdidas), ingresos y costos por segmento, así como en Sociedad Controladora y otros, para los tres meses (3T) y nueve meses (año a la fecha, por sus siglas en inglés YTD) terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con los mismos periodos en 2023. También discutimos aquí el impacto de tipo de cambios y tasas inflacionarias en los resultados de operación de Sempra.

Sempra California registró ingresos base autorizados por la CPUC en los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 con base en los niveles autorizados de 2023 bajo el GRC 2019 debido a que sigue pendiente una decisión final en el GRC 2024.

RESULTADOS DE OPERACIÓN

RESULTADOS DE OPERACIÓN

(En dólares y acciones en millones, excepto en montos por acción)



UTILIDADES (PÉRDIDAS) POR SEGMENTO

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Sempra California	\$ 247	\$ 290	\$ 1,145	\$ 1,247
Sempra Texas Utilities	261	305	646	548
Sempra Infraestructure	230	223	652	746
Sociedad Controladora y otros ⁽¹⁾	(100)	(97)	(291)	(248)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 638	\$ 721	\$ 2,152	\$ 2,293

⁽¹⁾ Incluye eliminaciones intercompañía registradas en consolidación y ciertos costos corporativos.

Sempra California

Las utilidades de Sempra California se componen de SDG&E y SoCalGas. 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 adelante. 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 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. Discutimos este mecanismo de disociación 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.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$43 millones de dólares (15%) a \$247 millones de dólares fue principalmente por:

- \$38 millones de dólares en menores beneficios de impuestos principalmente por elementos transferibles, y la resolución de elementos fiscales de años anteriores
- \$19 millones de dólares de mayores gastos por intereses netos

Compensado por:

- \$5 millones de dólares en mayor margen operativo base CPUC, neto de gastos de operación, incluyendo mayores costos de capital autorizados. Sempra California registró ingresos autorizados por la CPUC basados en los niveles autorizados en 2023
- \$4 millones de dólares en mayor capital AFUDC
- \$4 millones de dólares de mayores ingresos netos por intereses reglamentarios

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$102 millones de dólares (8%) a \$1.1 mil millones de dólares fue principalmente por:

- \$89 millones de dólares en menores beneficios de impuestos principalmente por elementos transferibles, que incluyen \$25 millones de dólares relacionados con beneficios de impuestos en 2023 por beneficios fiscales no reconocidos previos pertenecientes a gastos de reparaciones de gas
- \$45 millones de dólares de mayores gastos por intereses netos
- \$21 millones de dólares de mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC en 2023

Compensado por:

- \$19 millones de dólares en mayor margen operativo base CPUC, neto de gastos de operación, incluyendo mayores costos de capital autorizados. Sempra California registró ingresos autorizados por la CPUC basados en los niveles autorizados en 2023
- \$12 millones de dólares de mayor margen de transmisión de electricidad
- \$9 millones de dólares en mayor capital AFUDC
- \$8 millones de dólares de mayores ingresos netos por intereses reglamentarios

Sempra Texas Utilities

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$44 millones de dólares (14%) a \$261 millones de dólares fue principalmente por menor participación de utilidades de Oncor Holdings impulsado por:

- mayores gastos en intereses y gastos de depreciación atribuibles a capital invertido
- mayor O&M

Compensado por:

- mayores ingresos principalmente atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos de capital invertido
 - actualizaciones de unidades de facturación de transmisión
 - aumento de clientes

Compensado por:

- menor consumo de clientes principalmente atribuible al clima
- bono de desempeño del programa anual de eficiencia energética aprobado en 2023, pero pendiente de aprobación por la PUCT en 2024

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el aumento en utilidades de \$98 millones de dólares (18%) a \$646 millones de dólares fue principalmente por mayor participación de utilidades de Oncor Holdings impulsado por:

- mayores ingresos principalmente atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos de capital invertido
 - actualización de unidades de facturación de transmisión
 - aumento de clientes
 - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023

Compensado por

- menor consumo de clientes principalmente atribuible al clima

- bono de desempeño del programa anual de eficiencia energética aprobado en 2023, pero pendiente de aprobación por la PUCT en 2024
- cancelación de denegaciones de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor

Compensado por:

- mayores gastos en intereses y gastos de depreciación atribuibles a capital invertido
- mayor O&M

Sempra Infrastructure

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el aumento en utilidades de \$7 millones de dólares (3%) a \$230 millones de dólares fue principalmente por:

- \$31 millones de dólares en impacto favorable de efectos de tipo de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México, compuesto por \$67 millones de dólares en impacto favorable en 2024 en comparación con \$36 millones de dólares en impacto favorable en 2023
- \$18 millones de dólares de mayores beneficios fiscales principalmente por diferencias de base externas
- \$7 millones de dólares en impacto favorable de \$4 millones de dólares de ingresos netos por intereses en 2024 en comparación con \$3 millones de dólares en gastos netos por intereses en 2023 principalmente por una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción

Compensado por:

- \$12 millones de dólares de negocio de transporte impulsado por menores ingresos, debido a menores tarifas y el aumento de O&M de una reserva para pérdidas de crédito esperadas en el balance vencido de un cliente
- \$9 millones de dólares del negocio de renovables impulsado por menores volúmenes de los activos de generación eólica
- \$7 millones de dólares de optimización de activos y suministro impulsado por la disminución de los precios del gas natural, compensada por las ganancias no realizadas en 2024 en comparación con las pérdidas no realizadas en 2023 en derivados de materias primas
- \$7 millones de dólares por TdM impulsado por menores ganancias no realizadas en derivados de materias primas debido a cambios en los precios de energía y gas natural

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$94 millones de dólares (13%) a \$652 millones de dólares fue principalmente por:

- \$401 millones de dólares de optimización de activos y suministro impulsado por pérdidas no realizadas en 2024 en comparación con ganancias no realizadas en 2023 en derivados de materias primas debido a cambios en los precios de gas natural y a menores tarifas de desvío de LNG
- \$74 millones de dólares de negocio de transporte impulsado por menor participación de utilidades e ingresos, incluyendo el impacto acumulativo de nuevas tarifas efectivas a partir de junio de 2023 para ciertos ductos en México y la terminación anticipada de contratos de transporte de un cliente en 2023
- \$28 millones de dólares en mayor O&M y menores ingresos de una reserva para pérdidas de crédito esperadas en el balance vencido de un cliente
- \$11 millones de dólares del negocio de renovables impulsado por menores volúmenes de los activos de generación eólica

Compensado por:

- \$346 millones de dólares en impacto favorable de efectos de tipo de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México, compuesto por \$179 millones de dólares en impacto favorable en 2024 en comparación con \$167 millones de dólares en impacto desfavorable en 2023
- \$61 millones de dólares en impacto favorable de \$10 millones de dólares de ingresos netos por intereses en 2024 en comparación con \$51 millones de dólares en gastos netos por intereses en 2023 principalmente por una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción y \$17 millones de dólares de pérdidas netas no realizadas en 2023 en un swap de tasa de interés contingente relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1
- \$29 millones de dólares de mayores beneficios fiscales principalmente por diferencias de base externas

Sociedad Controladora y Otros

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el aumento en pérdidas de \$3 millones de dólares (3%) a \$100 millones de dólares fue principalmente por:

- \$23 millones de dólares de beneficio fiscal en 2023 principalmente por la revaluación de ciertos impuestos diferidos

- \$17 millones de dólares de gasto por impuesto en 2024 de cambios a una reserva de valuación contra cierto crédito fiscal acumulado

Compensado por:

- \$29 millones de dólares de impacto favorable de ganancias netas de inversión en 2024 en comparación con \$12 millones de dólares de pérdidas netas de inversión en 2023 en activos dedicados a apoyar el plan de beneficios para empleados no calificados y el plan de compensación diferida

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el aumento en pérdidas de \$43 millones de dólares (17%) a \$291 millones de dólares fue principalmente por:

- \$23 millones de dólares de beneficio fiscal en 2023 principalmente por la revaluación de ciertos impuestos diferidos
- \$21 millones de dólares de mayores gastos netos por intereses
- \$17 millones de dólares de gasto por impuesto en 2024 de cambios a una reserva de valuación contra cierto crédito fiscal acumulado
- \$5 millones de dólares relacionados con cargos de liquidación de nuestro plan de pensiones no calificado en 2024

Compensado por:

- \$30 millones de dólares de impacto favorable de ganancias netas de inversión en 2024 en comparación con \$4 millones de dólares de pérdidas netas de inversión en 2023 en activos dedicados a apoyar el plan de beneficios para empleados no calificados y el plan de compensación diferida

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

El marco regulatorio permite a SDG&E y SoCalGas recuperar ciertos gastos de programa y otros costos autorizados por la CPUC (referidos como “programas de reembolso”).

Empresas de Servicios Públicos: Ingresos de Gas Natural y Costos de Gas Natural

Nuestros ingresos derivados de empresas de servicios públicos incluyen ingresos por gas natural en Sempra California y Sempra Infrastructure, que incluye Ecogas. Los ingresos intercompañía son eliminados de los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

SoCalGas y SDG&E operan bajo un marco reglamentario que permite que el costo del gas natural adquirido para clientes (clientes residenciales, pequeños comerciantes e industriales, también referidos como clientes principales para SoCalGas) sea pasado a los clientes en tarifas sustancialmente similares a las incurridas y sin marcas. El GCIM establece para SoCalGas para compartir en los ahorros y/o costos de adquirir gas natural para sus clientes principales a precio 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 SoCalGas y sus clientes principales. Proporcionamos una mayor discusión en la Nota 3 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: INGRESOS DE GAS NATURAL Y COSTOS DE GAS NATURAL

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Ingresos de gas natural:				
Sempra California	\$ 1,186	\$ 1,474	\$ 4,750	\$ 7,506
Sempra Infrastructure	15	18	63	67
Eliminaciones y ajustes	(6)	(4)	(15)	(13)
Total	\$ 1,195	\$ 1,488	\$ 4,798	\$ 7,560
Costos de gas natural ⁽¹⁾ :				
Sempra California	\$ 97	\$ 257	\$ 777	\$ 3,283
Sempra Infrastructure	4	4	18	5
Eliminaciones y ajustes	(2)	(1)	(5)	(34)
Total	\$ 99	\$ 260	\$ 790	\$ 3,254

⁽¹⁾ Excluye depreciación y amortización, que se presentan de forma separada en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de Sempra disminuyeron en \$293 millones de dólares (20%) a \$1.2 mil millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$160 millones de dólares de disminución en costo de gas natural vendido, que describimos a continuación
- \$87 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$74 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) por impuestos

Compensado por:

- \$28 millones de dólares de mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$15 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayores costos de capital autorizados

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de Sempra disminuyó en \$161 millones de dólares a \$99 millones de dólares impulsado por Sempra California impulsado principalmente por menores precios promedio de gas natural.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de Sempra disminuyeron en \$2.8 mil millones de dólares (37%) a \$4.8 mil millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$2.5 mil millones de dólares de disminución en costo de gas natural vendido, que describimos a continuación
- \$183 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) por impuestos
- \$97 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$53 millones de dólares en menores ingresos en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, que se compensa completamente en otro ingreso, neto
- \$33 millones de dólares en menores ingresos por comisiones de franquicia
- \$29 millones de dólares de premios reglamentarios aprobados por la CPUC en 2023

Compensado por:

- \$77 millones de dólares de mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$59 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayores costos de capital autorizados
- \$26 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por el reconocimiento de beneficios fiscales no reconocidos previamente pertenecientes a gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) por impuestos

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de Sempra disminuyó por \$2.5 mil millones de dólares a \$790 millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$2.1 mil millones de dólares en menores precios promedio de gas natural
- \$356 millones de dólares en menores volúmenes impulsados por el clima

Empresas de Servicios Públicos: Ingresos por Electricidad y Costo de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida

Los ingresos de nuestras empresas de servicios públicos incluyen ingresos por electricidad en Sempra California, los cuales substancialmente están en SDG&E. Los ingresos intercompañías se eliminan en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

SDG&E opera bajo un marco reglamentario que le permite recuperar los costos reales incurridos para generar o producir electricidad con base en estimaciones anuales del costo de electricidad suministrado a clientes. Las diferencias entre costos estimados y reales son recuperados o devueltos a través de las tarifas en periodos subsecuentes.

El costo de combustible eléctrico y energía adquirida por empresas de servicios públicos incluye generación propiedad de empresas de servicios públicos, energía adquirida de terceros, y adquisiciones de energía netas y ventas a/de la ISO de California.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: INGRESOS POR ELECTRICIDAD Y COSTO DE COMBUSTIBLE ELÉCTRICO Y ENERGÍA ADQUIRIDA

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
Ingresos por electricidad:				
Sempra California	\$ 1,070	\$ 1,251	\$ 3,272	\$ 3,334
Eliminaciones y ajustes	(1)	(1)	(3)	(3)
Total	\$ 1,069	\$ 1,250	\$ 3,269	\$ 3,331
Costo de combustible eléctrico y energía adquirida ⁽¹⁾ :				
Sempra California	\$ (5)	\$ 200	\$ 277	\$ 442
Eliminaciones y ajustes	(13)	(17)	(50)	(57)
Total	\$ (18)	\$ 183	\$ 227	\$ 385

⁽¹⁾ Excluye depreciación y amortización, que se presentan por separado en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por electricidad de Sempra disminuyeron en \$181 millones de dólares (14%) a \$1.1 mil millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$205 millones de dólares en menor costo de combustible eléctrico y energía adquirida, que describimos a continuación
- \$59 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M

Compensado por:

- \$29 millones de dólares de mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayores costos de capital autorizados
- \$20 millones de dólares de menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que se compensan en beneficio (gasto) por impuestos
- \$20 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayores costos de capital autorizados
- \$6 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de combustible eléctrico y energía adquirida de Sempra disminuyó en \$201 millones de dólares a \$(18) millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$227 millones de dólares en menor energía adquirida debido principalmente a cambios en las ventas de exceso de capacidad
- \$34 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menores precios de mercado

Compensado por:

- \$56 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por electricidad de Sempra disminuyeron en \$62 millones de dólares (2%) permaneciendo en \$3.3 mil millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$165 millones de dólares en menor costo de combustible eléctrico y energía adquirida, que describimos a continuación
- \$124 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$13 millones de dólares en menores ingresos de un crédito por \$4 millones de dólares en 2024 en comparación con un costo de \$9 millones de dólares en 2023 por los componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, que se compensan completamente en otro ingreso, neto
- \$7 millones de dólares en menores ingresos por comisiones de franquicia

Compensado por:

- \$108 millones de dólares de menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que se compensan en beneficio (gasto) por impuestos

- \$95 millones de dólares de mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayores costos de capital autorizados
- \$36 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión
- \$25 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayores costos de capital autorizados

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de combustible eléctrico y energía adquirida de Sempra disminuyó en \$158 millones de dólares (41%) a \$227 millones de dólares impulsado por Sempra California, lo cual incluyó:

- \$230 millones de dólares en menor energía adquirida debido principalmente a cambios en las ventas de exceso de capacidad
- \$219 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menores precios de mercado
- \$84 millones de dólares en menores costos de generación en empresas de servicios públicos propias

Compensado por:

- \$270 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado
- \$86 millones de dólares de pérdidas realizadas en 2024 en comparación con ganancias realizadas en 2023 en contratos de derivados de gas natural a precio fijo, los cuales se celebraron para cubrir el costo de combustible eléctrico

Negocios Relacionados con la Energía: Ingresos y Costos de Ventas

NEGOCIOS RELACIONADOS CON LA ENERGÍA: INGRESOS Y COSTOS DE VENTA					
<i>(En millones de dólares)</i>					
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2024	2023	2024	2023	
Sempra:					
Ingresos:					
Sempra Infraestructure	\$ 523	\$ 611	\$ 1,403	\$ 2,418	
Sociedad Controladora y Otros ⁽¹⁾	(11)	(15)	(43)	(80)	
Total	\$ 512	\$ 596	\$ 1,360	\$ 2,338	
Costo de ventas ⁽²⁾ :					
Sempra Infraestructure	\$ 134	\$ 163	\$ 297	\$ 437	
Total	\$ 134	\$ 163	\$ 297	\$ 437	

⁽¹⁾ Incluye eliminaciones de actividad intercompañía.

⁽²⁾ Excluyen depreciación y amortización, que se presentan de manera separada en los Estados Consolidados Condensados de Resultados de Sempra.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos de Sempra de negocios relacionados con la energía disminuyeron en \$84 millones de dólares (14%) a \$512 millones de dólares debido principalmente a:

- \$40 millones de dólares de optimización de activos y suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
 - \$30 millones de dólares impulsado por \$12 millones de dólares de menores precios de gas natural compensado por mayores volúmenes y \$8 millones de dólares en mayores ganancias no realizadas en derivados de materias primas
 - \$10 millones de dólares de tarifas de desviación más bajas debido a menores precios de gas natural
- \$23 millones de dólares por TdM principalmente por menores precios de energía
- \$19 millones de dólares de menores volúmenes de activos de generación de energía eólica
- \$10 millones de dólares de menores ingresos de gasoductos

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los costos de ventas de los negocios relacionados con la energía de Sempra disminuyeron en \$29 millones de dólares (18%) a \$134 millones de dólares debido principalmente a:

- \$17 millones de dólares por TdM principalmente por menores precios de electricidad
- \$9 millones de dólares impulsados por menores adquisiciones de gas natural que se compensa con mayores adquisiciones de LNG relacionadas con optimización de activos y suministro

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos de Sempra de negocios relacionados con la energía disminuyeron en \$978 millones de dólares (42%) a \$1.4 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$897 millones de dólares de optimización de activos y suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
 - \$780 millones de dólares impulsados por \$24 millones de dólares de pérdidas no realizadas en 2024 en comparación con \$619 millones de dólares de ganancias no realizadas en 2023 de derivados de materias primas y \$167 millones de dólares principalmente de menores precios de gas natural compensado por mayores volúmenes
 - \$108 millones de dólares de tarifas de derivación más bajas debido a menores precios de gas natural
- \$46 millones de dólares de menores ingresos de transporte principalmente por la terminación anticipada de contratos de transporte de un cliente en el primer trimestre de 2023 y menores tarifas
- \$31 millones de dólares de menores ingresos de gasoductos
- \$25 millones de dólares por TdM principalmente por \$59 millones de dólares de menores precios de energía compensado por \$30 millones de dólares por mayores volúmenes
- \$19 millones de dólares de menores volúmenes de activos de generación de energía eólica

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los costos de ventas de los negocios relacionados con la energía de Sempra disminuyeron en \$140 millones de dólares (32%) a \$297 millones de dólares debido principalmente a:

- \$83 millones de dólares en TdM impulsado por \$101 millones de dólares de menores precios de gas natural compensado por \$13 millones de dólares por mayores volúmenes
- \$51 millones de dólares impulsados por menores adquisiciones de gas natural relacionadas con activos y optimización de suministro

Operación y Mantenimiento

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de Sempra disminuyó en \$57 millones de dólares (4%) a \$1.3 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$98 millones de dólares de disminución en Sempra California debido a
 - \$146 millones de dólares en menores gastos asociados con programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos Compensado por:
 - \$51 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

Compensado por:

- \$31 millones de dólares de aumento en Sempra Infrastructure debido a:
 - \$18 millones de dólares en mayores costos de desarrollo y otros gastos no capitalizados de proyectos en construcción
 - \$10 millones de dólares de una reserva para pérdidas de créditos esperadas de balances vencidos de un cliente
- \$12 millones de dólares de aumento en Sociedad Controladora y Otros principalmente por gasto de compensación diferida en 2024 en comparación con un beneficio en 2023

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de Sempra disminuyó en \$87 millones de dólares (2%) a \$3.9 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$190 millones de dólares de disminución en Sempra California debido a:
 - \$221 millones de dólares en menores gastos asociados con programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos Compensado por:
 - \$34 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

Compensado por:

- \$84 millones de dólares de aumento en Sempra Infrastructure debido a:
 - \$35 millones de dólares en mayores costos de desarrollo y otros gastos no capitalizados de proyectos en construcción
 - \$35 millones de dólares de una reserva para pérdidas de créditos esperadas de balances vencidos de un cliente
 - \$11 millones de dólares en mayores servicios adquiridos
- \$20 millones de dólares de aumento en Sociedad Controladora y otros principalmente por mayor gasto de compensación diferida

Otra Utilidad, Neta

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, otra utilidad, neta de Sempra aumentó en \$62 millones de dólares a \$65 millones de dólares debido principalmente a:

- \$48 millones de dólares de aumento por \$29 millones de dólares de ganancias netas de inversión en 2024 en comparación con \$19 millones de dólares de pérdidas netas de inversión en 2023 en activos dedicados a apoyar el plan de beneficios para empleados no calificados y el plan de compensación diferida en Sociedad Controladora y otros
- \$7 millones de dólares en mayor utilidad por intereses, neta en cuentas de balance reglamentarias en Sempra California
- \$4 millones de dólares en mayor capital AFUDC en Sempra California

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, otra utilidad, neta de Sempra aumentó en \$119 millones de dólares a \$194 millones de dólares debido principalmente a:

- \$54 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto principalmente en Sempra California
- \$50 millones de dólares de aumento por \$48 millones de dólares de ganancias netas de inversión en 2024 en comparación con \$2 millones de dólares de pérdidas netas de inversión en 2023 en activos dedicados a apoyar el plan de beneficios para empleados no calificados y el plan de compensación diferida en Sociedad Controladora y otros
- \$12 millones de dólares en mayor utilidad por intereses, neta en cuentas de balance reglamentarias en Sempra California
- \$9 millones de dólares en mayor capital AFUDC en Sempra California

Compensado por:

- \$10 millones de dólares de disminución por \$4 millones de dólares de pérdidas en 2024 en comparación con \$6 millones de dólares de ganancias en 2023 por impactos asociados con instrumentos de tasa de interés y divisas, así como operaciones en divisa en Sempra Infrastructure debido principalmente a ganancias en swaps de divisas en 2023 como resultado de la fluctuación del peso mexicano

Gastos por Intereses

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los gastos por intereses de Sempra aumentaron en \$16 millones de dólares (5%) a \$328 millones de dólares debido principalmente a:

- \$17 millones de dólares en Sempra California por mayores balances de deuda por emisiones de deuda

Compensado por:

- \$7 millones de dólares en Sempra Infrastructure por menores gastos de intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los gastos por intereses de Sempra disminuyeron en \$51 millones de dólares (5%) a \$944 millones de dólares debido principalmente a:

- \$127 millones de dólares en Sempra Infrastructure de:
 - \$59 millones de dólares en menores gastos de intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción
 - \$47 millones de dólares de gastos por intereses en 2023 compuesto por \$33 millones de dólares de pérdidas netas no realizadas y una transacción de \$14 millones de dólares sobre un swap de tasa de interés contingente relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1

Compensado por:

- \$50 millones de dólares en Sempra California por mayores balances de deuda de emisiones de deuda
- \$25 millones de dólares en Sociedad Controladora y otros por mayores balances de deuda de emisiones de deuda, que se compensa con la capitalización de gastos por intereses en 2024 en proyectos en construcción en Sempra Infrastructure

Impuestos a la Utilidad

GASTO (BENEFICIO) DE IMPUESTO Y TASAS DE IMPUESTO EFECTIVA

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
Sempra:				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (105)	\$ (52)	\$ (63)	\$ 499
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	\$ 200	\$ 323	\$ 1,213	\$ 2,175
Participación en utilidades, antes de impuesto a la utilidad ⁽¹⁾	132	133	426	418
Utilidad antes de impuesto	\$ 332	\$ 456	\$ 1,639	\$ 2,593
Tasa de impuesto efectiva	(32)%	(11)%	(4)%	19 %

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

Reportamos como parte de nuestros resultados antes de impuestos las utilidades o pérdidas atribuibles a NCI. Sin embargo, no registramos impuestos a la utilidad para una parte de estas utilidades o pérdidas, toda vez que algunas de nuestras entidades con NCI son actualmente tratadas como asociaciones para efectos fiscales de EE.UU., y por lo tanto únicamente somos responsables de impuestos de una parte de las utilidades que nos son asignadas. Sin embargo, nuestra utilidad antes de impuestos incluye el 100% de estas entidades. Si nuestras entidades con NCI siguen creciendo, y si continuamos invirtiendo en dichas entidades, el impacto en nuestros ETR podría ser más significativo.

En abril de 2023, el 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. Sempra eligió este cambio en el método de contabilidad fiscal en su declaración fiscal de ingresos de 2023 y ha aplicado esta metodología en el cálculo de su ETR proyectado para 2024.

Sempra registró pasivos reglamentarios por beneficios que serán transferidos a los clientes en el futuro.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el beneficio fiscal de Sempra aumentó en \$53 millones de dólares debido principalmente a:

- \$34 millones de dólares de aumento en beneficio fiscal por la resolución de elementos de impuestos del año anterior
- \$30 millones de dólares en beneficios fiscales en 2024 de una diferencia de base externa en una asociación de inversión doméstica
- \$29 millones de dólares por \$78 millones de dólares de beneficio fiscal en 2024 en comparación con \$49 millones de dólares de gasto por impuesto a la utilidad en 2023 por efectos de divisas e inflación en nuestras posiciones monetarias en México

Compensado por:

- menor beneficio fiscal en 2024 por menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía conforme a la IRA
- \$23 millones de dólares de beneficio fiscal en 2023 por la revaloración de impuestos diferidos

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, Sempra tuvo un beneficio fiscal en comparación con un gasto por impuesto a la utilidad en 2023 debido principalmente a:

- \$414 millones de dólares por \$211 millones de dólares de beneficio fiscal en 2024 en comparación con \$203 millones de dólares de gasto por impuesto a la utilidad en 2023 de efectos de tipos de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México
- menor utilidad antes de impuestos
- mayores beneficios fiscales por elementos transferibles, incluido un beneficio fiscal en 2024 derivado por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas
- \$34 millones de dólares de aumento en beneficio fiscal por la resolución de elementos de impuestos del año anterior
- \$30 millones de dólares en beneficios fiscales en 2024 de una diferencia de base externa en una asociación de inversión doméstica

Compensado por:

- menor beneficio fiscal en 2024 por menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía conforme a la IRA

- \$43 millones de dólares de beneficio fiscal en 2023 por el reconocimiento de beneficios fiscales no reconocidos previamente pertenecientes a gastos de reparación de gas
- \$23 millones de dólares de beneficio fiscal en 2023 por la revaloración de impuestos diferidos

Describimos el impacto de los tipos de cambio e inflación en impuestos más adelante en “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 las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual para mayor detalle sobre nuestra contabilidad para impuestos y elementos sujetos a tratamiento trasladable.

Participación en Utilidades

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la participación en utilidades de Sempra disminuyó en \$25 millones de dólares (5%) a \$454 millones de dólares debido principalmente a:

- \$44 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
 - mayor gasto por intereses y gasto de depreciación atribuibles a capital invertido
 - mayor O&M

Compensado por:

- mayores ingresos principalmente atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos de capital invertido
 - actualización en unidades de facturación de transmisión
 - aumento de clientes

Compensado por:

- menor consumo de clientes principalmente atribuible al clima
- autorización en 2023 del bono por desempeño del programa anual de eficiencia energética, pero pendiente de autorización de la PUCT en 2024

Compensado por:

- \$15 millones de dólares en IMG debido al beneficio fiscal en 2024 en comparación con el gasto por impuesto a la utilidad en 2023 debido principalmente a efectos de tipos de cambio e inflación

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la participación en utilidades de Sempra aumentó en \$149 millones de dólares (14%) a \$1.2 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$98 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
 - mayores ingresos principalmente atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos de capital invertido
 - actualización en unidades de facturación de transmisión
 - aumento de clientes
 - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023

Compensado por:

- menor consumo de clientes principalmente atribuible al clima
- autorización en 2023 del bono por desempeño del programa anual de eficiencia energética, pero pendiente de autorización de la PUCT en 2024
- cancelación por denegaciones de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor

Compensado por:

- mayor gasto por intereses y gasto de depreciación atribuibles a capital invertido
- mayor O&M
- \$73 millones de dólares en IMG debido al beneficio fiscal en 2024 en comparación con el gasto por impuesto a la utilidad en 2023 debido principalmente a efectos de tipos de cambio e inflación

Compensado por:

- \$30 millones de dólares en TAG Norte del impacto acumulativo de las nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023 que compensa con menor gasto por impuesto a la utilidad

Utilidades Atribuibles a Participación no Controladora

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con los mismos periodos en 2023, las utilidades de Sempra atribuibles a NCI disminuyeron en \$12 millones de dólares (10%) a \$110 millones de dólares y \$110 millones de dólares (25%) a \$325 millones de dólares, respectivamente, debido principalmente a una disminución en la utilidad neta 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 los EE.UU. a tipos de cambio promedio para el período de consolidación en los resultados de operación de Sempra. Describimos el impacto de tipos de cambio y tasas inflacionarias en resultados de operaciones, incluyendo el impacto en el impuesto a las utilidades y la actividad de cobertura relacionada, 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 2024, en comparación con los mismos periodos en 2023, el cambio en nuestras utilidades como resultado de conversión de divisas fue insignificante.

Impactos Transaccionales

Las actividades de los Estados de Resultados en nuestras operaciones en el extranjero y sus JVs 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 TIPOS DE CAMBIO E INFLACIONARIOS				
<i>(En millones de dólares)</i>				
	Total de montos reportados		(Pérdidas) ganancias transaccionales incluidas en los montos reportados	
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de			
	2024	2023	2024	2023
Otra utilidad, neta	\$ 65	\$ 3	\$ (4)	\$ (2)
Beneficio (gasto) por impuesto	105	52	78	49
Participación en utilidades	454	479	26	5
Utilidad neta	759	854	100	52
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(110)	(122)	(33)	(16)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	638	721	67	36
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de				
	2024	2023	2024	2023
Otra utilidad, neta	\$ 194	\$ 75	\$ (4)	\$ 6
Beneficio (gasto) por impuesto	63	(499)	211	(203)
Participación en utilidades	1,235	1,086	56	(46)
Utilidad neta	2,511	2,762	263	(243)
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(325)	(435)	(85)	77
Utilidades atribuibles a acciones comunes	2,152	2,293	178	(166)



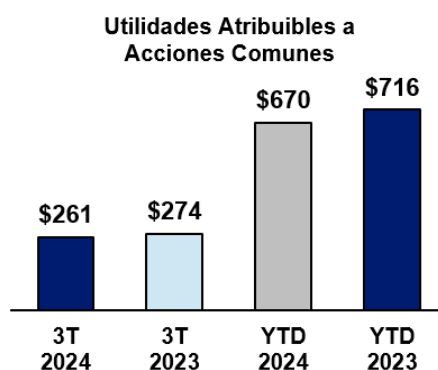
A continuación, describimos los resultados de operaciones y cambios significativos en utilidades, ingresos y costos de SDG&E para los tres meses (3T) y nueve meses (año a la fecha, por sus siglas en inglés YTD) terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con los mismos periodos en 2023.

SDG&E registró los ingresos base autorizados por la CPUC en los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, con base en los niveles autorizados en 2023 bajo el GRC 2019 dado que la decisión final sobre el GRC 2024 sigue pendiente.

RESULTADOS DE OPERACIÓN

RESULTADOS DE OPERACIÓN

(En millones de dólares)



En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$13 millones de dólares (5%) a \$261 millones de dólares fue debido principalmente a:

- \$24 millones de dólares en menores beneficios fiscales principalmente por elementos transferibles y la resolución de elementos de impuestos del año anterior
- \$10 millones de dólares de mayores gastos por intereses netos

Compensado por:

- \$18 millones de dólares en mayor margen operativo base CPUC, neto de gastos de operación, incluyendo mayores costos de capital autorizados. SDG&E registró ingresos autorizados por la CPUC basados en los niveles autorizados en 2023

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$46 millones de dólares (6%) a \$670 millones de dólares fue debido principalmente a:

- \$32 millones de dólares en menores beneficios fiscales principalmente por elementos transferibles y la resolución de elementos de impuestos del año anterior
- \$25 millones de dólares de mayores gastos por intereses netos
- \$7 millones de dólares en menor capital AFUDC

Compensado por:

- \$12 millones de dólares en mayor margen de transmisión eléctrica
- \$6 millones de dólares por menor amortización del Fondo contra Incendios Forestales

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

Ingresos por Electricidad y Costo de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por electricidad de SDG&E disminuyeron en \$181 millones de dólares (14%) a \$1.1 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$205 millones de dólares en menores costos de combustible eléctrico y energía adquirida, que describimos a continuación
- \$59 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M

Compensado por:

- \$29 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$20 millones de dólares en menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que se compensan en (gastos) beneficios fiscales
- \$20 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo un mayor costo de capital autorizado
- \$6 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, los costos de combustible eléctrico y energía adquirida de SDG&E disminuyeron en \$205 millones de dólares a \$(5) millones de dólares debido principalmente a:

- \$227 millones de dólares en menor energía adquirida debido principalmente a un cambio en ventas de exceso de capacidad
- \$34 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menores precios de mercado

Compensado por:

- \$56 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por electricidad de SDG&E disminuyeron en \$61 millones de dólares (2%) permaneciendo en \$3.3 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$165 millones de dólares en menores costos de combustible eléctrico y energía adquirida, que describimos a continuación
- \$124 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$13 millones de dólares en menores ingresos de un crédito por \$4 millones de dólares en 2024 en comparación con un costo de \$9 millones de dólares en 2023 por los componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, que se compensan completamente en otro ingreso, neto
- \$7 millones de dólares en menores ingresos por comisiones de franquicia

Compensado por:

- \$108 millones de dólares en menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía, que se compensan en (gastos) beneficios fiscales
- \$95 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$36 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión
- \$25 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayores costos de capital autorizados

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de combustible eléctrico y energía adquirida de SDG&E disminuyó en \$165 millones de dólares (37%) a \$277 millones de dólares debido principalmente a:

- \$230 millones de dólares en menor energía adquirida debido principalmente a un cambio en ventas de exceso de capacidad
- \$219 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menores precios de mercado
- \$84 millones de dólares en menores costos de generación en empresas de servicios públicos propias

Compensado por:

- \$270 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado
- \$86 millones de dólares en pérdidas realizadas en 2024 en comparación con ganancias realizadas en 2023 en contratos de derivados de gas natural a precio fijo, los cuales se celebraron para cubrir el costo de combustible eléctrico

Ingresos de Gas Natural y Costo del Gas Natural

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, el costo de gas natural promedio de SDG&E por mil pies cúbicos fue de \$5.61 dólares y \$6.33 dólares, respectivamente. En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, el costo de gas natural promedio de SDG&E por mil pies cúbicos fue de \$5.19 dólares y \$12.10 dólares, respectivamente. El costo promedio de gas natural vendido en SDG&E es afectado por precios de mercado, así como por transporte, tarifas y otros gastos.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de SDG&E disminuyeron en \$18 millones de dólares (10%) a \$170 millones de dólares debido principalmente a:

- \$23 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en (gasto) beneficio fiscal
- \$7 millones de dólares de disminución en el costo de gas natural vendido, que describimos más adelante

Compensado por:

- \$11 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de SDG&E disminuyó en \$7 millones de dólares (16%) a \$38 millones de dólares debido principalmente a menores precios promedio de gas natural.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de SDG&E disminuyeron en \$319 millones de dólares (31%) a \$695 millones de dólares debido principalmente a:

- \$285 millones de dólares de disminución en el costo de gas natural vendido, que describimos adelante
- \$48 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en (gasto) beneficio fiscal
- \$7 millones de dólares en menores ingresos por comisiones de franquicia

Compensado por:

- \$23 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de SDG&E disminuyó en \$285 millones de dólares a \$177 millones de dólares debido principalmente a:

- \$236 millones de dólares en menores precios promedio de gas natural
- \$49 millones de dólares en menores volúmenes impulsados por el clima

Operación y Mantenimiento

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de SDG&E disminuyó en \$43 millones de dólares (9%) a \$420 millones de dólares debido a:

- \$58 millones de dólares en menores gastos asociados con programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos

Compensado por:

- \$18 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de SDG&E disminuyó en \$110 millones de dólares (8%) a \$1.3 mil millones de dólares debido a:

- \$125 millones de dólares en menores gastos asociados con programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos

Compensado por:

- \$18 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

Otra Utilidad, Neta

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, otra utilidad, neta de SDG&E aumentó en \$11 millones de dólares (15%) a \$86 millones de dólares debido principalmente a:

- \$18 millones de dólares en aumento de un crédito de \$4 millones de dólares en 2024 en comparación con un costo de \$14 millones de dólares en 2023 de los componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto

Compensado por:

- \$7 millones de dólares en menor capital AFUDC

Gastos por Intereses

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con los mismos periodos en 2023, el gasto por intereses de SDG&E aumentó en \$5 millones de dólares (4%) a \$131 millones de dólares y \$23 millones de dólares (6%) a \$390 millones de dólares, respectivamente, por mayores balances de deuda por emisiones de deuda.

Impuestos a la Utilidad

GASTO (BENEFICIO) DE IMPUESTO A LA UTILIDAD Y TASA DE IMPUESTO EFECTIVA					
<i>(En millones de dólares)</i>					
	Tres meses terminados el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
	2024	2023	2024	2023	
SDG&E:					
Gasto (beneficio) de impuesto a la utilidad	\$ 15	\$ (15)	\$ 89	\$ (4)	
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ 276	\$ 259	\$ 759	\$ 712	
Tasa de impuesto efectiva	5 %	(6)%	12 %	(1)%	

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. SDG&E eligió este cambio en el método de contabilidad fiscal en la declaración fiscal de ingresos de Sempra de 2023 y ha aplicado esta metodología en el cálculo de su ETR proyectado para 2024.

SDG&E registra pasivos reglamentarios por beneficios que serán transferidos a clientes en el futuro.

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, SDG&E tuvo un gasto de impuesto a la utilidad en 2024, en comparación con un beneficio fiscal en 2023, debido principalmente a:

- menor beneficio fiscal en 2024 en menor ITCs de proyectos independientes de almacenamiento de energía conforme a la IRA
- mayor utilidad antes de impuestos

Compensado por:

- \$9 millones de dólares en mayor beneficio fiscal de la resolución de elementos de impuestos a la utilidad del año anterior



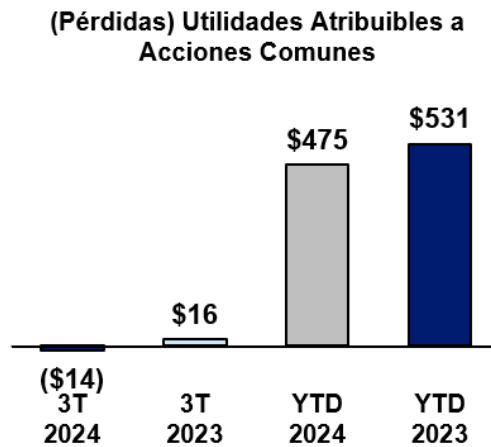
A continuación, describimos los resultados de operaciones y cambios significativos en (pérdidas) utilidades, ingresos y costos de SoCalGas para los tres meses (3T) y nueve meses (año a la fecha, por sus siglas en inglés YTD) terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023.

SoCalGas registró los ingresos base autorizados por la CPUC en los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, con base en los niveles autorizados en 2023 bajo el GRC 2019 dado que la decisión final sobre el GRC 2024 sigue pendiente.

RESULTADOS DE OPERACIÓN

RESULTADOS DE OPERACIÓN

(En millones de dólares)



En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, las pérdidas de SoCalGas fueron de \$14 millones de dólares en comparación con utilidades de \$16 millón de dólares debido principalmente a:

- \$14 millones de dólares en menores beneficios fiscales principalmente de elementos transferibles
- \$13 millones de dólares en menor margen operativo base de CPUC, neto de gastos de operación, compensado por un mayor costo de capital autorizado. SoCalGas registró ingresos autorizados por la CPUC basados en niveles autorizados para el 2023
- \$9 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto

Compensado por:

- \$4 millones de dólares en mayor capital AFUDC
- \$3 millones de dólares en mayores ingresos netos de interés reglamentario

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, la disminución en utilidades de \$56 millón de dólares (11%) a \$475 millones de dólares fue debido principalmente a:

- \$57 millones de dólares en menores beneficios fiscales principalmente de elementos transferibles, los cuales incluyen \$25 millones de dólares relacionados con beneficios fiscales en 2023 por beneficios fiscales no reconocidos previamente pertenecientes a gastos de reparación de gas
- \$21 millones de dólares de premios reglamentarios aprobados por la CPUC en 2023
- \$20 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto

Compensado por:

- \$17 millones de dólares en mayor margen operativo base de CPUC, neto de mayores gastos de operación en 2023, incluyendo un mayor costo de capital autorizado. SoCalGas registró ingresos autorizados por la CPUC basados en niveles autorizados para el 2023
- \$16 millones de dólares en mayor capital AFUDC
- \$9 millones de dólares en mayores ingresos netos de interés reglamentario

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

Ingresos por Gas Natural y Costo de Gas Natural

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, el costo de gas natural promedio de SoCalGas por mil pies cúbicos fue de \$1.82 dólares y \$4.84 dólares, respectivamente. En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, el costo de gas natural promedio de SoCalGas por mil pies cúbicos fue de \$3.14 dólares y \$12.10 dólares, respectivamente. El costo promedio de gas natural vendido en SoCalGas es afectado por precios de mercado, así como transporte y otros gastos.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de SoCalGas disminuyeron en \$259 millones de dólares (20%) a \$1.1 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$142 millones de dólares de disminución en costo de gas natural vendido, que discutimos adelante
- \$88 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$51 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) fiscal

Compensado por:

- \$17 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$14 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo un mayor costo de capital autorizado

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de SoCalGas disminuyó en \$142 millones de dólares a \$82 millones de dólares debido principalmente a menores precios promedio de gas natural.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, los ingresos por gas natural de SoCalGas disminuyeron en \$2.4 mil millones de dólares (37%) a \$4.2 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$2.2 mil millones de dólares de disminución en costo de gas natural vendido, que discutimos adelante
- \$135 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) fiscal
- \$96 millones de dólares en menores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$48 millones de dólares en menores ingresos de menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, que se compensan completamente en otro ingreso (gasto), neto
- \$29 millones de dólares de premios reglamentarios aprobados por la CPUC en 2023
- \$26 millones de dólares en menores ingresos por comisiones de franquicia

Compensado por:

- \$55 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$54 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados, incluyendo mayor costo de capital autorizado
- \$26 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal de los gastos de reparación de gas, que se compensan en beneficio (gasto) fiscal

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el costo de gas natural de SoCalGas disminuyó en \$2.2 mil millones de dólares a \$661 millones de dólares debido principalmente a:

- \$1.9 mil millones de dólares en menores precios promedio de gas natural
- \$307 millones de dólares en menores volúmenes impulsados por clima

Operación y Mantenimiento

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de SoCalGas disminuyó en \$55 millones de dólares (8%) a \$678 millones de dólares debido a:

- \$88 millones de dólares en menores gastos asociados a programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos

Compensado por:

- \$33 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el O&M de SoCalGas disminuyó en \$75 millones de dólares (4%) permaneciendo en \$2.0 mil millones de dólares debido a:

- \$96 millones de dólares en menores gastos asociados a programas de reembolso, cuyos costos se recuperan en ingresos Compensado por:
- \$21 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

Otra Utilidad (Gasto), Neta

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, otra utilidad, neta de SoCalGas fue de \$13 millones de dólares en comparación con otros gastos, netos de \$2 millones de dólares debido principalmente a:

- \$6 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto
- \$5 millones de dólares en mayores ingresos netos por intereses en cuentas de balance reglamentarias
- \$4 millones de dólares en mayor capital AFUDC

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, otra utilidad, neta de SoCalGas fue de \$73 millones de dólares en comparación con a otro gasto, neto de \$9 millones de dólares debido principalmente a:

- \$48 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto
- \$16 millones de dólares en mayor capital AFUDC
- \$13 millones de dólares en mayores ingresos netos por intereses en cuentas de balance reglamentarias

Gasto por Intereses

En los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con los mismos periodos en 2023, el gasto por intereses de SoCalGas aumentó en \$12 millones de dólares (17%) a \$82 millones de dólares y \$27 millones de dólares (13%) a \$237 millones de dólares, respectivamente, por mayores balances de deuda por emisiones de deuda.

Impuestos a la Utilidad

GASTO (BENEFICIO) DE IMPUESTO A LA UTILIDAD Y TASA DE IMPUESTO EFECTIVA

(En millones de dólares)

	Tres meses terminados el 30 de junio de		Nueve meses terminados el 30 de junio de	
	2024	2023	2024	2023
SoCalGas:				
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (52)	\$ (5)	\$ 1	\$ 68
(Pérdida) utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ (66)	\$ 11	\$ 477	\$ 600
Tasa de impuesto efectiva	79 %	(45)%	— %	11 %

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. SoCalGas eligió este cambio en el método de contabilidad fiscal en la declaración fiscal de ingresos de Sempra de 2023 y ha aplicado esta metodología en el cálculo de su ETR proyectado para 2024.

SoCalGas registra pasivos reglamentarios por beneficios que serán transferidos a clientes en el futuro.

En los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el beneficio fiscal de SoCalGas aumentó en \$47 millones de dólares debido principalmente a \$40 millones de dólares en mayor beneficio fiscal de la resolución de elementos de impuestos a la utilidad del año anterior.

En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 en comparación con el mismo periodo en 2023, el gasto por impuestos a la utilidad de SoCalGas disminuyó en \$67 millones de dólares debido principalmente a:

- mayores beneficios fiscales de elementos transferibles, incluyendo un beneficio fiscal en 2024 por la adopción de un cambio en el método de contabilidad fiscal para gastos de reparación de gas
- \$40 millones de dólares en mayor beneficio fiscal de la resolución de elementos de impuestos a la utilidad del año anterior
- menor utilidad antes de impuestos

Compensado por:

- \$43 millones de dólares en beneficio fiscal en 2023 por el reconocimiento de beneficios fiscales no reconocidos previamente pertenecientes a gastos de reparación de gas

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, la emisión de valores de capital al amparo de nuestro programa ATM o de cualquier otra forma, y otras operaciones de financiamiento que pueden incluir distribuciones de nuestras inversiones bajo el método de participación en capital, financiamiento de proyectos y financiamiento de los propietarios de NCI. 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

Sempra, 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 u de cualquier otra forma obtener dinero a tasas de mercado de bancos comerciales bajo líneas revolventes existentes, a través de ofertas públicas de títulos de deuda o capital (incluyendo al amparo de nuestro programa ATM o de cualquier otra forma), 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.

Adicionalmente, nuestras actividades de financiamiento, las acciones de las agencias de calificación crediticia y las tasas de interés prevalecientes, así como muchos otros factores, podrían afectar negativamente la disponibilidad y el costo del financiamiento de deuda a corto y largo plazo y capital. Además, los flujos de efectivo de las operaciones pueden verse afectados por procedimientos regulatorios, el momento del comienzo y la conclusión y, potenciales excesos de costos de los proyectos grandes y otros eventos materiales. Si los flujos de efectivo de las operaciones se redujeran significativamente o no pudiéramos pedir prestado u obtener otros financiamientos 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.

Oferta de Acciones Comunes y Contratos de Venta a Plazo

Como describimos en la Nota 9 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y la Nota 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en el Reporte Anual, nuestra oferta de acciones comunes de Sempra concluyó en noviembre de 2023, proveyendo \$144 millones de dólares netos de recursos iniciales en el caso de que los suscriptores ejerzan parcialmente su opción de sobreasignación para la compra de acciones adicionales de nuestras acciones comunes. Inicialmente, no recibimos recursos por la venta de nuestras acciones comunes en virtud de los contratos de venta a plazo (forward sale agreement) celebrados en relación con la oferta. Los contratos de venta a plazo nos permiten optar, sujeto a ciertas condiciones, por la liquidación física, en efectivo o la liquidación neta de acciones, para la totalidad o una parte de nuestras obligaciones en virtud de los contratos. Esperamos liquidar los contratos de venta a plazo en su totalidad por la entrega de acciones comunes bajo liquidación física a cambio de recursos en efectivo en una o más liquidaciones a más tardar el 31 de diciembre de 2024, que es la fecha final de liquidación bajo de los contratos. Al 6 de noviembre de 2024, al precio inicial de venta a plazo de \$68.845 dólares por acción, esperamos que los recursos netos de la liquidación física total de los contratos de venta a plazo sean de aproximadamente \$1.2 mil millones de dólares (netos de descuentos de suscripción, pero antes de deducir los costos de emisión

de acciones, y sujetos a determinados ajustes de conformidad con los contratos de venta a plazo). Si eligiéramos la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones en lugar de la liquidación física, el importe de los recursos en efectivo que recibiríamos en el momento de la liquidación sería, quizás sustancialmente, menor o podríamos no recibir ningún recurso en efectivo o podríamos entregar efectivo (en un importe que podría ser significativo) o nuestras acciones comunes a los compradores a plazo en virtud de los contratos de venta a plazo.

Utilizamos los recursos netos iniciales de esta oferta, y esperamos utilizar cualquiera de los recursos de la venta de nuestras acciones comunes, de conformidad con los contratos de venta a plazo, para financiar capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluido financiar parcialmente nuestro plan de capital a largo plazo y el pago de papel comercial y potencialmente otras deudas.

Fondos Disponibles

Nuestras líneas de crédito comprometidas proporcionan liquidez y apoyan al papel comercial. Sempra, SDG&E y SoCalGas cada una tiene una línea de crédito comprometida con vencimiento en 2029 y Sempra Infrastructure tiene cuatro líneas de crédito comprometidas con vencimiento en varias fechas del 2025 al 2030, y una línea de crédito no comprometida con vencimiento en 2026.

FONDOS DISPONIBLES AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

(En millones de dólares)

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Efectivo no restringido y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	\$ 560	\$ 15	\$ 2
Crédito disponible no utilizado ⁽²⁾	8,247	1,116	1,200

⁽¹⁾ Montos en Sempra incluye \$108 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.

⁽²⁾ 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 o adquisiciones. 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, un crédito a plazo y líneas de crédito fueron nuestras fuentes principales de financiamiento de deuda a corto plazo en los primeros nueve meses de 2024.

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 de 2024 incluyeron lo siguiente:

EMISIONES DE DEUDA A LARGO PLAZO Y PAGOS

(En millones de dólares)

Emisiones:	Monto de emisiones	Vencimiento
Sempra notas subordinadas junior de 6.40%	\$ 1,250	2054
Sempra notas subordinadas junior de 6.875%	1,100	2054
SDG&E bonos hipotecarios en primer lugar de 5.55%	600	2054
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.05%	600	2034
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.60%	500	2054
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto ECA LNG Fase 1)	201	2025
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto PA LNG Fase 1)	162	2030
Pagos:	Pagos	Vencimiento
SDG&E crédito a plazo de tasa variable	\$ 400	2024
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 3.15%	500	2024

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

Para mayor información sobre las calificaciones crediticias de Sempra, SDG&E y SoCalGas ver 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 2024.

CALIFICACIONES CREDITICIAS DEL EMISOR AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

	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 calificadoras 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 2024.

Créditos debidos a/de Afiliadas

Al 30 de septiembre de 2024, Sempra tenía \$347 millones de dólares en préstamos adeudados a afiliadas no consolidadas.

Directiva de Impuesto Mínimo

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ha introducido un marco para implementar un impuesto mínimo global del 15%, referido como la “directiva del impuesto mínimo”. Muchos aspectos de la directiva del impuesto mínimo entrarán en vigor al principio de 2024. Aunque no se tiene certeza si EE.UU. promulgará legislación para adoptar esta directiva del impuesto mínimo, otros países están en proceso de introducir y promulgar legislación para implementar la directiva del impuesto mínimo. Actualmente, no esperamos que la directiva mínima de impuestos tenga un impacto material en los resultados de las operaciones, condiciones financieras y/o flujos de efectivo de Sempra, SDG&E o SoCalGas.

Mercado de las Acciones Comunes de Sempra

Las acciones comunes de Sempra empezaron a cotizar en la Bolsa Mexicana de Valores bajo la clave de pizarra SRE.MX en mayo de 2021, después de una oferta de suscripción recíproca realizada en EE.UU. y México para adquirir las acciones que en ese momento eran propiedad del público inversionista de IEnova por nuevas acciones comunes de Sempra de reciente emisión. En agosto de 2024, presentamos una solicitud para listar nuestras acciones comunes en el Sistema Internacional de Cotizaciones (SIC) de la Bolsa Mexicana de Valores y deslistar nuestras acciones comunes del listado general de la Bolsa Mexicana de Valores, misma que se encuentra en revisión por la CNBV. Una vez aprobada, nuestras acciones comunes ya no cotizarán ni operarán en el listado general de la Bolsa Mexicana de Valores ni estarán sujetas a los requerimientos de reporte aplicables, pero permanecerán siendo elegibles para operar por inversionistas mexicanos en el SIC.

Sempra 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 las legislaturas y el cambiante mercado energético, así como otros asuntos descritos en este reporte y el Reporte Anual. 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.

La implementación de programas de asistencia a clientes y el aumento de la facturación a los clientes durante la temporada de invierno de 2023, ha resultado en que ciertos clientes de SDG&E y SoCalGas exhiban pagos más lentos y niveles de impago más elevados que los registrados históricamente. En enero de 2024, la CPUC instruyó a SDG&E y SoCalGas a ofrecer planes de amortización a largo plazo a clientes residenciales elegibles con saldos vencidos hasta octubre de 2026. El retraso de pagos por los clientes impacta la disponibilidad de los flujos de efectivo de SDG&E y SoCalGas.

Conforme a lo descrito 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 cambios en las cuentas de balance reglamentarias para los costos significativos en SDG&E y SoCalGas, particularmente un cambio entre el estatus de sobre cobrados y sub cobrados, 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.

GRC de la CPUC

El 18 de octubre de 2024, la CPUC emitió una propuesta de decisión sobre el GRC de 2024 para SDG&E y SoCalGas sobre los requerimientos de ingresos del año de prueba para 2024 y ajustes anuales de desgaste de 2025 a 2027. Describimos ciertos detalles de la decisión propuesta en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados. La CPUC ha autorizado a SDG&E y SoCalGas a reconocer los efectos de la decisión final del GRC de 2024 retroactivamente al 1 de enero de 2024. Esperamos que la CPUC emita una decisión final para finales de este año.

CCM

En octubre de 2024, la CPUC emitió una decisión final para modificar el CCM. La decisión final reduce el ajuste al alza o a la baja al ROE autorizado, si se activa el CCM, al 20% del cambio en la tasa de referencia durante el periodo de medición del 50% actual. La decisión final adopta este cambio con efectos a partir del 1 de enero de 2025, reduciendo el ROE tanto de SDG&E como de SoCalGas en 42 bps a 10.23% y 10.08%, respectivamente, y permitiendo a SDG&E y SoCalGas actualizar sus respectivos costos de capital preferente y deuda para 2025. SDG&E y SoCalGas tienen la intención de presentar cartas de asesoramiento en noviembre de 2024 para abordar la implementación del costo de capital actualizado, sujeto a aprobación.

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 \$282 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024. 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 una amortización acelerada contra las ganancias cuando la cobertura disponible se reduce debido a las reclamaciones recuperables de cualquier IOU participante, como fue el caso en 2023 después de que Pacific Gas and Electric Company indicara 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.

Mecanismo de Recuperación de Costos de Mitigación de Incendios Forestales

GRC de Pista 2 para 2024. En octubre de 2023, SDG&E presentó una solicitud por separado a la CPUC en su GRC para 2024, conocida como una solicitud de Pista 2 (Track 2). Esta solicitud busca la revisión y recuperación de \$1.5 mil millones de dólares de los costos del plan de mitigación de incendios forestales incurridos de 2019 a 2022 que se sumaron a las cantidades autorizadas en el GRC de 2019. SDG&E espera recibir una propuesta de decisión de revisión de razonabilidad para su solicitud de Pista 2 en el primer semestre de 2025.

Los ingresos asociados a los montos de la solicitud de la Pista 2 descritos anteriormente han sido registrados en una cuenta de balance reglamentaria. En febrero de 2024, la CPUC aprobó un mecanismo de recuperación de costos provisional que permitiría a SDG&E recuperar \$194 millones de dólares y \$96 millones de dólares en tarifas de esta cuenta de balance reglamentaria en 2024 y 2025, respectivamente. Dicha recuperación del plan de mitigación de incendios forestales en las cuentas de balance reglamentarias de SDG&E se encontrará sujeta a reembolso, en función de la decisión sobre la revisión de razonabilidad para su solicitud de la Pista 2.

GRC de Pista 3 para 2024. SDG&E espera presentar una solicitud adicional en el primer semestre de 2025 a la CPUC en su GRC para 2024, conocida como solicitud de Pista 3 (Track 3), para la revisión y recuperación de los costos del plan de mitigación de incendios forestales de 2023.

Asuntos Tarifarios de la FERC

En junio de 2024, SDG&E ejerció su derecho para dar por terminado el acuerdo TO5. En consecuencia, en octubre de 2024, SDG&E presentó su solicitud TO6 a la FERC para que sea efectiva a partir del 1 de enero de 2025, sujeto a reembolso. La solicitud TO6 de SDG&E propone, entre otros asuntos, un aumento en el ROE base actualmente autorizado de SDG&E del 10.10% a 11.75% y la continuación del complemento de la ISO de California. SDG&E espera procedimientos adicionales sobre este asunto. Describimos con mayor detalle la solicitud TO6 de SDG&E en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados.

Acuerdos Fuera de los Balances Generales

SDG&E han celebrado PPA's 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 Gas Natural Aliso Canyon

Desde el 23 de octubre de 2015 al 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó la Fuga, que discutimos en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en la "Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo" en el Reporte Anual.

Al 30 de septiembre de 2024, \$21 millones de dólares se acumulan en Otros Pasivos Circulantes y \$1 millón de dólares se acumulan en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Consolidados Condensados de Sempra y SoCalGas. Estas acumulaciones no incluyen cualesquier montos que exceden de lo que se ha estimado razonablemente para solucionar ciertos asuntos que describimos en "Procedimientos Legales – SoCalGas - Fuga de Gas de la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Aliso Canyon" en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, ni los importes que puedan ser necesarios para resolver amenaza de litigio, otros posibles litigios u otros costos. No hemos sido capaces de estimar razonablemente la pérdida posible o el rango de posibles pérdidas en exceso de los montos incurridos, que podrían ser significativos y podrían 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 Confiabilidad

El gas natural retirado del almacenamiento es importante para mantener la fiabilidad del servicio durante los períodos de mayor demanda, incluyendo las necesidades de consumo de calefacción en el invierno y las necesidades pico de generación eléctrica en el verano. 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 analizar alternativas para mantener o eliminar la demanda de servicios de las terminales en caso de que fueran eliminadas. Esperamos tener una decisión final para finales de este año.

Al 30 de septiembre de 2024, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$1.0 mil 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, y la fiabilidad del gas natural y la generación eléctrica podrían verse comprometidos.

Contrato de Franquicia

La franquicia del Condado de Los Ángeles de SoCalGas venció inicialmente en junio de 2023 y su prórroga subsecuente venció en diciembre de 2023. SoCalGas se encuentra en proceso de negociación de un nuevo contrato con el Condado de Los Ángeles. SoCalGas está operando bajo los términos y condiciones de la franquicia vencida y espera continuar haciéndolo hasta que se haya llegado a un nuevo acuerdo y no espera la interrupción del servicio a clientes en el Condado de Los Ángeles no incorporado mientras continúan las negociaciones.

Relaciones Laborales

Los empleados de campo, técnicos y la mayoría de los empleados administrativos de SoCalGas están representados por el Sindicato de Trabajadores de Servicios Públicos de Estados Unidos (Utility Workers Union of America) o por el Consejo del Sindicato Internacional de Trabajadores Químicos (International Chemical Workers Union Council). El contrato colectivo de trabajo para estos empleados que incluye salarios, horarios, condiciones de trabajo y planes médicos y de otros beneficios, terminaba el 30 de septiembre de 2024, pero se extendió por mutuo acuerdo para otorgar el tiempo necesario para negociaciones adicionales de los nuevos términos y el subsecuente voto de ratificación. SoCalGas y los representantes de los sindicatos llegaron a un acuerdo tentativo para un nuevo contrato colectivo de trabajo el 3 de octubre de 2024, pero el voto de ratificación no pasó. Actualmente está previsto que los términos y condiciones del contrato existente terminen el 8 de noviembre de 2024. Las negociaciones para el nuevo contrato colectivo de trabajo y la extensión del contrato colectivo de trabajo existente actualmente están en curso. Si no podemos extender el contrato existente, podría haber conflictos laborales una vez que termine dicho contrato, aunque no anticipamos que dichos conflictos laborales tengan un impacto material en el servicio.

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.

Tasas y Recuperación de Costo

La PUCT emitió una orden final de la tarifa base comprehensiva de Oncor más reciente en abril de 2023, y las tasas que implementaban esa orden 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. En febrero de 2024, la corte desestimó la apelación por falta de competencia. En marzo de 2024, Oncor apeló la desestimación de la corte, que actualmente está con el Tribunal de Apelaciones del Décimo Quinto Circuito en Texas.

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 de NCI, financiamiento bancario, emisión de deuda, financiamiento de proyectos, asociándose en JVs y ventas de activos.

Sempra, KKR Pinnacle y ADIA son propietarios directa o indirectamente de una participación del 70%, 20% y 10%, respectivamente, en SI Partners, y cada uno de KKR Denali, una afiliada de ConocoPhillips, y TotalEnergies SE son propietarios de una participación del 60%, 30% y 16.6%, respectivamente, en tres subsidiarias diferentes de SI Partners. En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, Sempra Infrastructure distribuyó \$235 millones de dólares y \$289 millones de dólares a sus propietarios NCI, respectivamente, y los propietarios NCI contribuyeron \$1,121 millones de dólares y \$1,236 millones de dólares a Sempra Infrastructure, respectivamente.

Sempra Infrastructure se encuentra en varias etapas de desarrollo o construcción en proyectos de licuefacción de gas natural, gasoductos y proyectos de terminales, y proyectos de generación renovable y secuestro de carbono, los cuales describimos a continuación. El desarrollo y/o construcción exitosa de estos proyectos está sujeta a numerosos riesgos e incertidumbres.

Con respecto a los proyectos en desarrollo, estos riesgos e incertidumbres incluyen, según sea aplicables en el proyecto, cualquier falla respecto a:

- asegurar compromisos vinculantes con los clientes
- identificar socios de proyecto y de capital adecuados
- obtener financiamiento suficiente
- llegar a un acuerdo con socios de proyectos o demás partes aplicables para proceder
- obtener, modificar y mantener permisos y aprobaciones reglamentarias, incluyendo las solicitudes de exportación de LNG a países no pertenecientes a la FTA.
- negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, los cuales pueden incluir EPC, peaje, adquisición de capital, gobernanza, venta de LNG, acuerdos de suministro y transporte de gas
- alcanzar una decisión de inversión final positiva

Con respecto a proyectos en construcción, estos riesgos e incertidumbres incluyen, además de los riesgos aplicables a cada proyecto descritos anteriormente, retrasos de construcción y sobrecostos.

Un resultado desfavorable con respecto a cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso en (i) desarrollo y construcción de los proyectos aplicables, incluyendo el deterioro de la totalidad o una parte sustancial de los costos de capital invertidos en el proyecto hasta la fecha, el cual podría ser material, y (ii) para cualquier proyecto que haya alcanzado una decisión positiva final de inversión, los resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en el Reporte Anual.

Las descripciones a continuación discuten varios HOAs, MOUs y otros contratos de desarrollo no vinculantes con respecto a varios proyectos de desarrollo de Sempra Infrastructure. Estos acuerdos no obligan a cualquier parte a celebrar contratos definitivos o de otra forma participar en los proyectos aplicables, y la participación final de las partes se mantiene sujeta a negociación y finalización de acuerdos definitivos, entre otros factores.

LNG

Proyecto Cameron LNG Fase 2. Cameron LNG JV está desarrollando un proyecto de propuesta de expansión que sumaría un tren de licuefacción de propulsión eléctrica 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.

Cameron LNG JV ha recibido los permisos principales, según sean modificados para autorizar el uso de motores eléctricos para un tren de propulsión eléctrica junto con otras mejoras de diseño, y aprobaciones del FTA y fuera del FTA asociadas a la

expansión potencial. 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.

Sempre 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. Sempre 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.

Después de la terminación de ciertos trabajos de ingeniería de valor en el primer trimestre de 2024, Cameron LNG JV está realizando trabajos de ingeniería de valor adicional para aumentar el valor total del proyecto y evaluar otros contratistas EPC potenciales. Esperamos que este trabajo continúe hasta finales de 2024 mientras seguimos evaluando el periodo para tomar una decisión de inversión definitiva, la cual ya no esperamos que ocurra en el primer semestre de 2025, y que se mantiene sujeta a la terminación satisfactoria del proceso EPC, así como a la negociación y conclusión de contratos de compra (*offtake agreements*) definitivos y a la terminación de todas las actividades de financiamiento y de obtención de permisos necesarios para alinear nuestras autorizaciones con el calendario propuesto para el proyecto.

En diciembre de 2023, Entergy Louisiana, LLC, una subsidiaria de Entergy Corporation, y Cameron LNG JV celebraron un nuevo contrato de servicio de electricidad (y contratos auxiliares relacionados) para el suministro de hasta 950 MW de energía renovable a Cameron LNG JV para recursos renovables en Luisiana.

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 miembros, incluso con respecto a la obligación de inversión de capital de cada miembro.

Proyecto ECA LNG Fase 1. 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 Sempre 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. 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% restante. Sempre mantiene una participación indirecta en el proyecto ECA LNG Fase 1 de 58.4%.

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. Los clientes tienen un derecho de rescisión si el proyecto ECA LNG Fase 1 no comienza las operaciones comerciales en virtud de los SPA para el 24 de febrero de 2026, sujeto a ciertas condiciones adicionales, para las que esperamos solicitar una prórroga si es necesario.

Tenemos un contrato EPC con TP Oil & Gas Mexico S. de R.L. de C.V., una afiliada de Technip Energies N.V., para la construcción del proyecto ECA LNG Fase 1. Estimamos que el precio total del contrato EPC será aproximadamente de \$1.6 mil millones de dólares, con gastos de capital que se aproximarán a los \$2.5 mil millones de dólares incluidos los intereses capitalizados al nivel del proyecto y los imprevistos del proyecto. El costo real del contrato EPC y el monto real de estos gastos de capital pueden diferir sustancialmente de nuestras estimaciones. Esperamos que el proyecto ECA LNG Fase 1 comience operaciones comerciales en la primavera de 2026.

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 \$1.0 mil millones de dólares estaban pendientes al 30 de septiembre de 2024. Los recursos del crédito se están utilizando para financiar el costo de construcción del proyecto ECA LNG Fase 1.

Con respecto los proyectos ECA LNG Fase 1 y Fase 2, los recientes cambios propuestos a la ley en México y una resolución desfavorable de las disputas inmobiliarias y objeciones de permisos, que en cada caso describimos en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, podrían tener un efecto adverso en el desarrollo y construcción de estos proyectos.

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., una afiliada de 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.

Proyecto PA LNG Fase 1. 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. SIPartners, KKR Denali y una afiliada de ConocoPhillips mantienen una participación indirecta del 28%, 42% y 30%, respectivamente, en el proyecto PA LNG Fase 1, y Sempra mantiene una participación indirecta del 19.6% en el proyecto.

Sempra Infrastructure recibió autorizaciones del DOE que 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 abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación del proyecto PA LNG Fase 1. En junio de 2023, Port Arthur LNG solicitó la autorización a la FERC 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. La autorización fue otorgada en mayo de 2024 y proporciona al contratista EPC más opciones para cumplir o superar el calendario de construcción del proyecto.

El proyecto PA LNG Fase 1 es titular de dos permisos bajo la Ley para la Calidad del Aire, para la Prevención del Deterioro Significativo emitidos por la TCEQ, a los que nos referimos como el “Permiso 2016” y el “Permiso 2022”. El Permiso 2022 también regula las emisiones del proyecto propuesto PA LNG Fase 2. En noviembre de 2023, el Tribunal de Apelaciones del Quinto Circuito de la Corte de los Estados Unidos emitió una decisión para revocar y remitir el Permiso 2022 a la TCEQ para aclaración adicional de la decisión del permiso de la agencia. En febrero de 2024, la corte retiró su opinión y refirió el caso a la Suprema Corte de Texas para resolver el cuestionamiento sobre el estándar apropiado a ser aplicado por la TCEQ. El Permiso 2022 permanece vigente durante la revisión de la Suprema Corte de Texas. El Permiso 2016 no se encontraba sujeto, y no es alterado, por el litigio pendiente del Permiso 2022. La construcción del proyecto PA LNG Fase 1 procede sin interrupciones bajo los permisos existentes, y no esperamos actualmente que los litigios pendientes impacten materialmente a los costos, tiempos u operaciones comerciales esperadas del proyecto PA LNG Fase 1 en esta etapa.

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.

Tenemos un contrato EPC con Bechtel para la construcción del 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. 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. Esperamos que el primer y segundo tren del proyecto PA LNG Fase 1 comiencen sus operaciones comerciales en 2027 y 2028, respectivamente.

Como describimos en la Nota 9 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, SI Partners y ConocoPhillips han ofrecido garantías relativas al compromiso de sus respectivas afiliadas 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. Al 30 de septiembre de 2024, la subsidiaria indirecta de SI Partners ha pagado un monto total de \$2.7 mil millones de dólares en cumplimiento de su compromiso de financiar su parte del presupuesto de desarrollo del proyecto PA LNG Fase 1.

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 en marzo 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 2024, quedaban pendientes \$420 millones de dólares de préstamos en virtud del contrato de crédito a plazo.

Proyecto PA LNG Fase 2. Sempra Infrastructure está desarrollando una segunda fase del proyecto de licuefacción de gas natural de Port Arthur que esperamos que sea de un tamaño similar al proyecto 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.

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. Hemos recibido la autorización FTA por parte del DOE en julio de 2020.

Como describimos anteriormente, un tribunal federal de EE.UU. emitió previamente y posteriormente retiró una decisión que revocó y remitió el Permiso 2022 de autorización de las emisiones de los proyectos PA LNG Fase 1 y PA LNG Fase 2 a la TCEQ para aclaración adicional de la decisión del permiso de la agencia. La Corte de Apelaciones de Estados Unidos del Quinto Circuito ha remitido el asunto a la Suprema Corte de Texas para resolver el asunto del estándar apropiado a ser aplicado por la TCEQ. El permiso 2022 se mantiene en vigor, pendiente a la revisión de la Suprema Corte.

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. Además, Sempra Infrastructure ha firmado un HOA no vinculante con Aramco para un SPA por un periodo de 20 años para la compra de 5 Mtpa de LNG del proyecto propuesto PA LNG Fase 2. El HOA contempla además la participación del 25% de Aramco en el capital del proyecto PA LNG Fase 2.

En julio de 2024, Sempra Infrastructure celebró un contrato EPC por \$8.2 mil millones de dólares con Bechtel para el proyecto propuesto de PA LNG Fase 2. El contrato EPC contempla la construcción de dos trenes de licuefacción capaces de producir aproximadamente 13 Mtpa, un tanque de almacenamiento de LNG adicional y un muelle marino e instalaciones de carga asociadas e infraestructura relacionada necesaria para brindar servicios de licuefacción. No tenemos ninguna obligación de seguir adelante con el contrato EPC y podemos liberar a Bechtel para que realice partes del trabajo de conformidad con avisos limitados para proceder. El precio está sujeto a cambios si no se emiten ciertos avisos de procedimiento limitados y el aviso de procedimiento completo, cada uno en fechas específicas. Esperamos trabajar con Bechtel en relación con dichos cambios con base en el último calendario para el proyecto, y planeamos liberar completamente a Bechtel para realizar todo el trabajo para construir el proyecto PA LNG Fase 2 solo después de que lleguemos a una decisión final de inversión con respecto al proyecto y después de que se cumplan otras condiciones, incluida la obtención de permisos y la ejecución de acuerdos definitivos para el consumo de LNG e inversiones de capital, y asegurar la financiación de proyectos.

Proyecto de Licuefacción Vista Pacífico LNG. Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto Vista Pacífico LNG, una instalación a media escala de licuefacción y exportación de gas natural que se propone esté ubicada en las cercanías del Puerto de Topolobampo en Sinaloa, México. En junio de 2024 extendimos el contrato de desarrollo no vinculante con la CFE al 15 de diciembre de 2024, con una extensión automática de un año al 15 de diciembre de 2025. Continuamos avanzando con la CFE en la negociación de acuerdos definitivos, incluyendo un contrato de suministro de gas natural. La terminal de LNG de exportación propuesta sería suministrada con gas natural de EE.UU. y utilizaría el exceso de capacidad 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.

Optimización de Activos y Suministros. Como explicamos en la “Parte II - Punto 7A. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado” en el Reporte Anual, Sempra Infrastructure realiza operaciones de cobertura para ayudar a mitigar el riesgo en los precios de las materias primas y optimizar el valor de su LNG, gasoductos y almacenamiento de gas natural y activos de generación de energía. Algunos de estos derivados que utilizamos como coberturas económicas no cumplen los requisitos para la contabilidad de coberturas, o no se elige la contabilidad de coberturas, y como resultado, los cambios en el valor razonable de estos derivados se registran en las utilidades. Como consecuencia, los cambios significativos en los precios de las materias primas han provocado en el pasado y podrían provocar en el futuro volatilidad en los beneficios, el cual puede ser material, ya que la compensación económica de estos derivados podría no registrarse a su valor razonable.

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 de gasoductos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio contrato de servicio con la CFE. 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. 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.

Sempra Infrastructure y la CFE han acordado un convenio modificatorio al contrato de servicios de transporte y a desviar la parte del ducto que se encuentra en el territorio Yaqui, en el cual la CFE pagaría por el desvío con una nueva tarifa. Este modificatorio sería terminado si no se cumplen ciertas condiciones, y Sempra Infrastructure reserva el derecho de rescindir el contrato de servicios de transporte y tratar de recuperar sus costos razonables y ganancia perdida. Sempra Infrastructure continúa la adquisición y búsqueda de los derechos de paso y permisos necesarios para la parte del ducto desviado.

El segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora actualmente constituye un Proyecto de Riesgo Individual bajo los términos del contrato de asociación limitada de SI Partners. Los Proyectos de Riesgo Individual están separados de otros proyectos de SI Partners y se llevan a cabo con el costo, gasto y responsabilidad de Sempra y recibimos, a través de la adquisición de Participaciones de Riesgo Individual, cualquier beneficio económico y de otro tipo de dichos proyectos. Al 30 de septiembre de 2024, Sempra Infrastructure tenía \$404 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 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. Sempra Infrastructure es propietaria y opera una terminal para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Topolobampo, la cual comenzó actividades comerciales en junio de 2024.

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

SI Partners mantiene una participación indirecta del 100% y Sempra mantiene una participación indirecta del 70% en estas terminales.

Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur. Sempra Infrastructure está construyendo el Conector a Luisiana del gasoducto de Port Arthur, un gasoducto de 72 millas que conecta el proyecto PA LNG Fase 1 con Gillis, Luisiana, en el cual SI Partners mantiene una participación indirecta del 100% y Sempra mantiene una participación indirecta del 70%. En abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación del Conector a Luisiana 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 Luisiana 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. En mayo de 2024 la FERC aprobó la solicitud de modificación limitada del Conector a Luisiana del gasoducto de Port Arthur. Esperamos que el Conector a Luisiana 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.

Almacenamiento de Luisiana. Sempra Infrastructure está construyendo el Almacenamiento de Luisiana, una instalación de almacenamiento de gas natural en caverna salina de 12.5-Bcf para apoyar el proyecto PA LNG Fase 1, en el cual SI Partners mantiene una participación indirecta del 100% y Sempra mantiene una participación indirecta del 70%. La construcción incluye un gasoducto de 11 millas que se conectará al Conector a Luisiana del gasoducto de Port Arthur. En septiembre de 2022, la FERC aprobó el desarrollo del proyecto. Esperamos que el Almacenamiento de Luisiana 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.

Soluciones de Menores Emisiones de Carbono

Proyecto Eólico de Cimarrón. Sempra Infrastructure ha realizado una decisión final de inversión positiva y ha iniciado la construcción del proyecto eólico de Cimarrón, una instalación con capacidad de generación de energía eólica de aproximadamente 320-MW en Baja California, México, en la cual SI Partners mantiene una participación indirecta del 100% y Sempra mantiene una participación indirecta del 70%. Sempra Infrastructure tiene un PPA a 20 años con Silicon Valley Power para el suministro de energía renovable a largo plazo a la ciudad de Santa Clara, California. El proyecto eólico de Cimarrón utilizará la línea de transmisión de alto voltaje transfronteriza existente de Sempra para conectar y entregar energía limpia a la subestación de East County en el Condado de San Diego. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto serán de aproximadamente \$550 millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados a nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El importe real de estos gastos de capital puede diferir sustancialmente de nuestras estimaciones. Esperamos que el proyecto eólico de Cimarrón empiece a generar energía a finales de 2025 y comience operaciones comerciales en el primer semestre de 2026.

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 2021, Sempra Infrastructure presentó una solicitud a la Agencia de Protección al Medio Ambiente de EE.UU. (EPA) para un pozo de inyección de carbono Clase VI para avanzar este proyecto. El permiso está pendiente de la aprobación del Estado de Luisiana, ya que la EPA ha transferido al Estado la autoridad de conceder permisos de Clase VI.

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. 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. 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.

Asuntos Legales y Reglamentarios

Ver la Nota 11 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 y riesgos asociados con las leyes, políticas e influencia gubernamental 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](#)
- [Reformas a la Ley de la Industria Eléctrica](#)

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. Específicamente, Sempra Infrastructure presentó una demanda respecto de la disposición de la Ley de la Industria Eléctrica que permite la revocación de los permisos de autoabastecimiento que sean considerados como obtenidos de forma indebida, que fue desestimada por el tribunal. En consecuencia, puede exigirse a la CRE que busque revocar dichos permisos de autoabastecimiento, con base en una disposición legal ambigua y no correctamente definida en la ley. 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.

Después de las elecciones federales en México, el gobierno mexicano ha iniciado la presentación de reformas relevantes a la Constitución, las cuales requerirán modificaciones a las leyes, políticas y regulaciones para ser implementadas. Estas modificaciones han incluido reformas constitucionales al poder judicial y al tratamiento de ciertas empresas propiedad del gobierno. Los cambios al poder judicial incluyen el requisito de que todos los jueces sean electos y no designados. Estas reformas y cualesquier otros cambios constitucionales, legales o regulatorios podrían afectar a la economía mexicana, al sector energético y a nuestros negocios, cuyo alcance no podemos predecir actualmente.

FUENTES Y USO DE EFECTIVO

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

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS

(En millones de dólares)

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2024	\$ 3,542	\$ 1,443	\$ 1,370
2023	5,129	1,484	1,264
Cambio	\$ (1,587)	\$ (41)	\$ 106
Cambio en el margen neto contabilizado, circulante y no circulante	\$ (1,000)	\$ 77	
Cambio en los contratos de precio fijo y otros derivados, circulante y no circulante	(361)	(105)	\$ (256)
(Menor) mayor utilidad neta, ajustada por elementos no en efectivo incluidos en las ganancias	(314)	167	(295)
Cambio en los impuestos por cobrar/pagar, neto	(279)	(58)	
Cambio en las reservas de emisión de GHG, circulantes y no circulantes	(227)	(41)	(165)
Cambios en cuentas por cobrar	(106)	281	(195)
Cambio del pasivo por pensiones cualificadas	67		49
Cambio en reserva legal, circulantes y no circulantes	83		83
Cambio en las obligaciones de GHG, circulante y no circulante	95		66
Cambios en cuentas por pagar	145	(39)	77
Cambio en cuentas reglamentarias, circulantes y no circulantes	369	(322)	688
Cambio en inventarios			95
Otros	(59)	(1)	(41)
	\$ (1,587)	\$ (41)	\$ 106

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2024	\$ (6,296)	\$ (1,793)	\$ (1,491)
2023	(6,304)	(1,838)	(1,451)
Cambio	\$ 8	\$ 45	\$ (40)
Disminución (aumento) en los gastos de capital	\$ 309	\$ 55	\$ (40)
Mayores contribuciones a Oncor Holdings	(308)		
Otros	7	(10)	
	\$ 8	\$ 45	\$ (40)

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

(En millones de dólares)

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2024	\$ 3,066	\$ 315	\$ 121
2023	2,198	593	192
Cambio	\$ 868	\$ (278)	\$ (71)
Menores pagos de deuda a corto plazo con vencimientos mayores a 90 días	\$ 3,749		\$ 800
Mayores (menores) emisiones de deuda a largo plazo	489	\$ (795)	97
Liquidación de swaps de divisas en 2023	99		
Mayores contribuciones de NCI	85		
Menores distribuciones a NCI	54		
Mayores pagos anticipados de afiliadas no consolidadas	54		
Menores (mayores) pagos de deuda a largo plazo y de arrendamientos financieros	53	47	(202)
(Menores) mayores emisiones de deuda a corto plazo, con vencimiento mayores a 90 días	(963)		500
Recursos de las ventas de NCI en 2023, netos	(1,238)		
Cambio en préstamos y reembolsos de deuda de corto plazo, neto	(1,558)	589	(1,266)
Mayores dividendos comunes pagados		(125)	
Otros	44	6	
	\$ 868	\$ (278)	\$ (71)

Gastos de Capital e Inversiones

GASTOS DE CAPITAL E INVERSIONES

(En millones de dólares)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2024	2023
Sempra California ⁽¹⁾	\$ 3,329	\$ 3,344
Sempra Texas Utilities	578	270
Sempra Infraestructure	2,443	2,736
Sociedad Controladora y otros	3	5
Total	\$ 6,353	\$ 6,355

⁽¹⁾ Incluye gastos por PP&E por \$1,838 y \$1,893 en SDG&E y \$1,491 y \$1,451 en SoCalGas para 2024 y 2023, respectivamente.

ERCOT ha estado experimentando, y espera continuar experimentando, crecimiento en la demanda de energía. Adicionalmente, de conformidad con la recientemente promulgada Ley del Congreso de Texas 2555 (Texas House Bill 2555) y las disposiciones relacionadas y promulgadas por la PUCT, Oncor presentó a la PUCT la revisión y aprobación de un plan de resiliencia del sistema para ayudar a mejorar la resiliencia de su sistema de transmisión y distribución. Oncor anticipa que su plan de gastos de capital a cinco años de 2025 a 2029 podría aumentar de 40% a 50% en comparación con su plan de 2024 a 2028 previamente anunciado.

Un aumento en el plan de gastos de capital a cinco años de 2025 a 2029 de Oncor podría resultar en un incremento en los gastos de capital e inversión de Sempra en su plan a cinco años de 2025 a 2029. Los montos y disponibilidad de los gastos de capital y ciertas inversiones pueden variar sustancialmente de nuestras estimaciones, y se encuentran generalmente sujetos a la aprobación de diversas agencias regulatorias, ambientales y gubernamentales, incluyendo la CPUC, la FERC y la PUCT, los costos y disponibilidad de financiamiento, cambios en la legislación fiscal y oportunidades de negocio que proporcionan tasas de rentabilidad deseables, entre otros diversos factores descritos en este MD&A y en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” del Reporte Anual. Tenemos la intención de financiar nuestros gastos de capital e inversiones de forma tal que mantengamos nuestras calificaciones crediticias de grado de inversión y de estructura de capital, pero no hay garantía de que seremos capaces de 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 gasoductos y almacenamiento de gas natural, y sus recursos generadores de energía. En los primeros nueve meses de 2024, 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 \$15 millones de dólares al 30 de septiembre de 2024, en comparación con \$14 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023.

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 \$3 millones de dólares, respectivamente, al 30 de septiembre de 2024, en comparación con \$2 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023.

RIESGO DE TASA DE INTERÉS

La siguiente tabla presenta los montos nominales de nuestra deuda:

	30 de septiembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Sempra	SDG&E	SoCalGas	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Corto plazo:						
Sempra California	\$ 884	\$ 384	\$ 500	\$ 947	\$ —	\$ 947
Otros	1,305	—	—	1,397	—	—
Largo plazo:						
Tasa fija de Sempra California	\$ 16,309	\$ 8,950	\$ 7,359	\$ 15,109	\$ 8,350	\$ 6,759
Tasa variable de Sempra California	—	—	—	400	400	—
Otra tasa fija	13,881	—	—	11,317	—	—
Otra tasa variable	1,034	—	—	890	—	—

⁽¹⁾ 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 2024 aumentarían o disminuirían en un 10%, el cambio en las utilidades atribuibles a acciones comunes durante el período de 12 meses terminados el 30 de septiembre de 2025 sería aproximadamente \$8 millones de dólares. Si las tasas de interés aumentarían o disminuirían en un 10% sobre toda la deuda a largo plazo a tasa variable al 30 de septiembre de 2024, 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 terminados el 30 de septiembre de 2025 sería de aproximadamente \$3 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 2024, no había cambios significativos a nuestra exposición al riesgo de tipo de cambio desde el 31 de diciembre de 2023.

En 2023 y 2024 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, incluyendo los costos de mano de obra y los relacionados con los contratistas, así como el aumento de las primas de seguros, y no tiene mecanismos reglamentarios específicos que permitan la recuperación de costos no conciliables 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 DIVULGACIÓN

Sempra, 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 de EE.UU., 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 Sempra, 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 2024, el fin del periodo cubierto en el presente reporte. Con base en estas evaluaciones, los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempra, 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 SOBRE LOS REPORTES FINANCIEROS

No se han producido cambios en los controles internos sobre los reportes financieros de Sempra, SDG&E y SoCalGas durante el trimestre fiscal más reciente que haya afectado significativamente, o sea razonablemente probable que afecte algunos de los controles internos de la compañía sobre los reportes financieros.

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) o procedimientos ambientales descritos en el Punto 103(c)(3) del Reglamento S-K de la SEC excepto por los asuntos (1) descritos en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados en este reporte y en la Nota 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 entidades consolidadas 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 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. Esta sección complementa los factores de riesgo descritos en nuestro Reporte Anual añadiendo el siguiente factor de riesgo bajo el título “Riesgos Relacionados con Sempra – Riesgos Relacionados con nuestra Situación Financiera y de Capital Social” en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”. 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 entidades consolidadas.

Las disposiciones de liquidación contenidas en los contratos de venta a plazo que podremos celebrar en relación con nuestro programa ATM nos sujetan a ciertos riesgos.

En noviembre de 2024, Sempra estableció un programa ATM, que describimos en la Nota 9 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados y en inciso (a) de la “Parte II – Punto 5. Otra Información” más adelante. Tenemos permitido vender acciones comunes en el programa ATM de conformidad con contratos de venta a plazo, que otorgan a cada parte (cada uno, un comprador a plazo) el derecho de acelerar su contrato de venta a plazo (o, en ciertos casos, la parte del mismo que el comprador a plazo determine que se ve afectada por el evento correspondiente) y nos exigen liquidar físicamente el contrato de venta a plazo en una fecha especificada por el comprador a plazo si, sujeto a un requisito de notificación previa:

- el comprador a plazo determina, a su juicio comercialmente razonable, que no puede cubrir de forma comercialmente razonable su exposición al contrato de venta a plazo aplicable porque los prestamistas de valores no han puesto a disposición suficientes de nuestras acciones comunes para su préstamo o que, con respecto al préstamo de dicho número de nuestras acciones comunes, incurriría en una tasa superior al costo de préstamo especificado en el contrato de venta a plazo;
- declaramos cualquier dividendo, emisión o distribución a los titulares existentes de nuestras acciones comunes que constituya un dividendo extraordinario conforme al contrato de venta a plazo o sea pagadero en (i) efectivo por un monto superior a las cantidades especificadas (a menos que se trate de un dividendo extraordinario), (ii) valores de otra compañía que adquiramos o poseamos (directa o indirectamente) como resultado de una escisión u operación similar o (iii) cualquier otro tipo de valores (distintos de nuestras acciones comunes), derechos, títulos u otros activos de pago a un precio inferior al precio de mercado vigente;
- (i) se anuncie un evento que, de consumarse, daría lugar a un acontecimiento extraordinario (incluidas determinadas fusiones y ofertas públicas de adquisición, nuestra nacionalización, nuestra insolvencia y el desliste de nuestras acciones comunes) o (ii) se produzca un evento que constituirá una perturbación de la cobertura o un cambio en la legislación;
- se produce un evento de apropiación (según dicho término se define en el contrato de venta a plazo); o
- se produzcan otros eventos de incumplimiento, eventos de terminación u ocurran otros eventos especificados, incluido, entre otros, un cambio de legislación.

La decisión de un comprador a plazo de ejercer su derecho a acelerar la totalidad o parte de la liquidación de su contrato de venta a plazo y de exigirnos que liquidemos físicamente las acciones correspondientes se tomará con independencia de nuestros intereses, incluida nuestra necesidad de capital. En tales casos, podríamos vernos obligados a emitir y entregar acciones comunes en virtud de los términos de la liquidación física, lo que daría lugar a una dilución de nuestro EPS y podría afectar negativamente el precio de mercado de nuestras acciones comunes, de las acciones preferentes de la Serie C y de cualquier otra serie de acciones preferentes que podamos emitir en el futuro.

El precio a plazo que esperamos recibir en el momento de la liquidación física de un contrato de venta a plazo estará sujeto a un ajuste diario basado en un factor de tasa de interés variable. Si la tasa diaria especificada es inferior al diferencial aplicable en cualquier día, se producirá una reducción diaria del precio a plazo. Además, el precio a plazo estará sujeto a una reducción en determinadas fechas especificadas en el correspondiente contrato de venta a plazo por el monto por acción de los dividendos trimestrales que esperamos declarar sobre nuestras acciones comunes durante la vigencia de dicho contrato de venta a plazo.

Por lo general, en lugar de la liquidación física de cualquier contrato de venta a plazo, tendremos el derecho a optar por la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones con respecto a la totalidad o parte de las acciones comunes sujetas a dicho contrato de venta a plazo. Si optamos por la liquidación en efectivo o en acciones netas de la totalidad o parte de un contrato de venta a plazo, esperaríamos emitir un número de acciones sustancialmente inferior al que emitiríamos si liquidáramos mediante entrega física, pero no recibiríamos el efectivo por las acciones que se habría emitido si liquidáramos la totalidad del contrato de venta a plazo mediante entrega física y, en consecuencia, no obtendríamos los mismos beneficios en términos de métricas de crédito.

Si el precio de nuestras acciones comunes al que se realizan estas compras por parte de dicho comprador a plazo (o su afiliada) supera el precio a plazo aplicable, pagaremos a dicho comprador a plazo un importe en efectivo igual a dicha diferencia (si optamos por la liquidación en efectivo) o entregaremos un número de acciones comunes con un valor de mercado igual a dicha diferencia (si optamos por la liquidación neta en acciones) a dicho comprador a plazo. Cualquier diferencia de este tipo podría ser significativa y podría obligarnos a pagar un importe significativo en efectivo o a entregar un número significativo de acciones comunes a dicho comprador a plazo.

La compra de acciones comunes por parte de un comprador a plazo o su afiliada para deshacer la posición de cobertura del comprador a plazo podría hacer que el precio de nuestras acciones comunes aumentara por encima del precio que habría

prevalecido en ausencia de dichas compras (o impedir una disminución de dicho precio), aumentando así el importe en efectivo (en caso de liquidación en efectivo) o el número de acciones (en caso de liquidación neta en acciones) que adeudaríamos a dicho comprador a plazo tras la liquidación del contrato de venta a plazo aplicable, o disminuyendo el importe en efectivo (en caso de liquidación en efectivo) o el número de acciones (en caso de liquidación neta en acciones) que dicho comprador a plazo no adeudaría tras la liquidación del contrato de venta a plazo aplicable.

PUNTO 5. OTRA INFORMACIÓN

- (a) El 6 de noviembre de 2024, celebramos un contrato de compraventa con Barclays Capital Inc., BofA Securities, Inc., Citigroup Global Markets Inc., Goldman Sachs & Co. LLC, J.P. Morgan Securities LLC, Mizuho Securities USA LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities Americas Inc., RBC Capital Markets, LLC, Scotia Capital (USA) Inc., y Wells Fargo Securities, LLC (cada uno, un agente) y los compradores a plazo (como se define más adelante), que prevé la oferta y venta de acciones comunes de Semptra con un precio total bruto de hasta \$3.0 mil millones de dólares a través de los agentes, como nuestros agentes de ventas o, en caso de ser aplicable, como vendedores a plazo, o directamente a los agentes como principales.

Las acciones pueden ser ofrecidas y vendidas en cantidades y en momentos que determinemos de tiempo en tiempo. Las ventas reales, si las hubiera, dependerán de una serie de factores que determinaremos junto con los agentes, de tiempo en tiempo, incluyendo, entre otras cosas, las condiciones del mercado, el precio de negociación de nuestras acciones comunes, las necesidades de capital y nuestras determinaciones sobre las fuentes adecuadas de nuestro financiamiento.

Las ventas de las acciones, si las hubiera, conforme al contrato de compraventa se realizarán en operaciones negociadas, incluyendo operaciones en bloque, o en operaciones que se consideren ofertas “al mercado” según lo definido en la Regla 415 conforme a la Ley del Mercado Valores de 1933, según sea modificada, mediante operaciones ordinarias de intermediarios a precios de mercado vigentes al momento de la venta, incluyendo ventas realizadas directamente en la NYSE, ventas realizadas a o a través de un formador de mercado y ventas realizadas a través de otras bolsas de valores o redes de comunicaciones electrónicas o por cualquier otro método permitido por la ley aplicable según lo acordado entre nosotros y el agente correspondiente.

El contrato de compraventa contempla que, además de la emisión y venta por nuestra parte de acciones comunes a o a través de los agentes, podemos celebrar contratos de compraventa a plazo por separado con Barclays Bank PLC, Bank of America, N.A., Citibank, N.A., Goldman Sachs & Co. LLC, JPMorgan Chase Bank, National Association, Mizuho Markets Americas LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities EMEA plc, Royal Bank of Canada, The Bank of Nova Scotia y Wells Fargo Bank, National Association, o una de sus afiliadas respectivas (los compradores a plazo). Si celebramos un contrato de compraventa a plazo con algún comprador a plazo, esperamos que dicho comprador a plazo (o su afiliada) intente obtener préstamos de terceros y venda, a través del agente correspondiente, actuando como agente de ventas para dicho comprador a plazo, acciones comunes de nuestra compañía para cubrir la exposición de dicho comprador a plazo conforme a dicho contrato de compraventa a plazo. No recibiremos recursos de venta alguna de acciones prestadas por un comprador a plazo (o su afiliada) y vendidas a través de un vendedor a plazo.

Una copia de la opinión de Latham & Watkins LLP relativa a la validez de los valores que se emitirán conforme al contrato de compraventa se presenta adjunta como Anexo 5.1.

Actualmente esperamos liquidar físicamente en su totalidad cada contrato de compraventa a plazo, si los hubiera, en una o más fechas especificadas por nosotros en o antes de la fecha de vencimiento de dicho contrato de compraventa a plazo. Sin embargo, generalmente tendremos el derecho, sujeto a ciertas excepciones, de optar por liquidar en efectivo o liquidar en acciones todas o cualquier parte de nuestras obligaciones bajo cualquier contrato de compraventa a plazo. Si optamos o se considera que hemos optado por liquidar físicamente cualquier contrato de compraventa a plazo entregando acciones comunes, recibiremos una cantidad de efectivo del comprador a plazo correspondiente igual al producto de (1) el precio a plazo inicial por acción bajo dicho contrato de compraventa a plazo y (2) el número de acciones sobre las que hemos optado o se considera que hemos optado por la liquidación física, sujeto al ajuste de precio y otras disposiciones de dicho contrato de compraventa a plazo.

Los agentes no están obligados a vender un número específico de acciones ni un monto en dólares, pero han acordado utilizar sus esfuerzos comercialmente razonables, de manera consistente con sus prácticas normales de negociación y ventas y la legislación y regulaciones aplicables, como nuestros agentes de ventas o como vendedores a plazo, y sujetos a los términos del contrato de compraventa y, en el caso de las acciones ofrecidas a través de dichos agentes como vendedores a plazo, al

contrato de compraventa a plazo correspondiente, para vender nuestras acciones comunes en términos mutuamente acordados entre el agente y nosotros.

El contrato de compraventa establece que un agente tendrá derecho a una comisión que no excederá del 1.0% del precio total bruto de la venta de todas las acciones vendidas a través de él como agente conforme al contrato de compraventa. También podemos vender acciones a uno o más agentes como principales, a un precio por acción que se acordará en el momento de la venta. Si vendemos acciones a uno o más de los agentes como principales, celebraremos un contrato separado con dicho agente o agentes que establecerá los términos de dicha transacción. En relación con cualquier contrato de compraventa a plazo bajo el contrato de compraventa, el agente correspondiente, como vendedor a plazo, recibirá una comisión, en forma de una reducción al precio inicial a plazo bajo el contrato de compraventa a plazo relacionado, a una tasa mutuamente acordada que no excederá (sujeto a ciertas excepciones) el 1.0% del promedio ponderado por volumen del precio bruto total de la venta por acción de todas nuestras acciones comunes prestadas y vendidas a través de dicho agente, como vendedor a plazo, durante el periodo de venta a plazo aplicable para dichas acciones.

Tenemos la intención de utilizar una parte sustancial de los ingresos netos que recibamos de la emisión y venta de nuestras acciones comunes a través de los agentes, así como cualquier ingreso neto que recibamos conforme a la liquidación de cualquier contrato de compraventa a plazo con los compradores a plazo correspondientes, para capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluyendo financiar parcialmente los aumentos anticipados de nuestro plan de capital a largo plazo y pagar el papel comercial pendiente y, potencialmente, otras deudas.

La descripción anterior del contrato de compraventa y de cualquier contrato de compraventa a plazo no pretende ser completa y está calificada en su totalidad por referencia al contrato de compraventa y al modelo de contrato de compraventa a plazo, que se presentan adjuntos como Anexo 10.1.

Este Reporte Trimestral en la Forma 10-Q no constituye una oferta para vender las acciones comunes sujetas al contrato de compraventa ni una solicitud de una oferta para comprar dichas acciones, ni habrá ninguna venta de dichas acciones en ningún estado o jurisdicción en la que dicha oferta, solicitud o venta sería ilegal antes de la inscripción o calificación conforme a las leyes de valores de cualquier estado o jurisdicción.

- (b) Ninguno.
- (c) Durante el trimestre fiscal más reciente (i) cada una de las personas que se enlistan a continuación, que en ese momento eran consejeros o funcionarios de Sempra, adoptaron un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de Sempra, en los términos principales que se describen a continuación; (ii) ningún consejero o funcionario de Sempra rescindió un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 ni adoptó o rescindió un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de Sempra; y (iii) ningún consejero o funcionario de SDG&E o SoCalGas adoptó o rescindió un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 o un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de cada uno de dichos Registrantes. Tal y como se utiliza en el presente documento, los consejeros y funcionarios se definen en la Regla 16a-1(f) de la Ley del Mercado de Valores, un acuerdo de negociación según la Regla 10b5-1 se define en el Punto 408(a) del Reglamento S-K de la SEC, y un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 se define en el Punto 408(c) del Reglamento S-K de la SEC. Todos los acuerdos de negociación con arreglo a la Regla 10b5-1 que se enumeran a continuación están destinados a satisfacer la defensa afirmativa de la Regla 10b5-1(c) de la Ley del Mercado de Valores.

REGLA 10B5-1 ACUERDOS DE NEGOCIACIÓN

(Tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024)

Nombre y cargo del consejero o funcionario	Fecha en la cual el consejero o funcionario adoptaron o terminaron el acuerdo de negociación	Duración del acuerdo de negociación	Número total de valores que se comprarán o venderán en virtud del acuerdo de negociación
Sempra:			
Justin C. Bird, Vicepresidente Ejecutivo	18 de septiembre de 2024	Desde el 1 de abril de 2025 hasta que se vendan todas las acciones o se ponga fin de otro modo al acuerdo de negociación	<ul style="list-style-type: none">35% de las acciones comunes de Sempra sujetas a 4,579 RSUs basadas en el rendimiento que se devengan en enero y febrero de 2025⁽¹⁾35% de las acciones comunes de Sempra sujetas a 4,756 RSUs basadas en el rendimiento que se devengan en enero y febrero de 2026⁽¹⁾ en cada caso, menos las acciones a las que el Sr. Bird tendría derecho y que son retenidas para satisfacer los requisitos mínimos de retención de impuestos estatutarios
Jeffrey W. Martin, Presidente del Consejo, Director General y Presidente	12 de agosto de 2024	Desde el 30 de enero de 2025 hasta que se vendan todas las acciones o se ponga fin de otro modo al acuerdo de negociación	Todas las acciones comunes de Sempra sujetas a 104,540 RSUs basadas en el rendimiento que se devengan en enero y febrero de 2025 ⁽¹⁾ , menos las acciones a las que el Sr. Martin tendría derecho y que son retenidas para satisfacer los requisitos mínimos de retención de impuestos estatutarios

⁽¹⁾ Las acciones sujetas a las RSUs basadas en el rendimiento programadas para devengarse en enero y febrero de 2025 y 2026 generalmente se devengarán, total o parcialmente, o se confiscarán a principios de 2025 o a principios de 2026, según corresponda, en función de nuestro rendimiento total para el accionista durante el periodo de rendimiento de tres años que finaliza el 2 de enero de 2025 y 2 de enero de 2026, según corresponda, y el crecimiento del EPS (ajustado a efectos del plan de incentivo a largo plazo) durante el periodo de rendimiento de tres años que finaliza el 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2025, según corresponda. El número de acciones que se devengarán puede oscilar entre el 0% y el 200% del número objetivo de acciones (más los equivalentes de dividendos) y no puede determinarse hasta que haya finalizado el periodo de rendimientos y el Comité de Compensación y Desarrollo de Talento del Consejo de Administración de Sempra haya certificado los resultados.

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). Todos los anexos en los que Sempra es parte han sido nombrados en este Índice de Anexos con la actual denominación de Sempra (Sempra) en lugar de su anterior denominación (Sempra Energy), con independencia de la fecha del anexo.

ÍNDICE DE ANEXOS

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o Proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma	Anexo o Apéndice	Fecha de Presentación
ANEXO 3 -- ACTA CONSTITUTIVA Y ESTATUTOS					
<i>Sempra</i>					
3.1	Modificación y Reexpresión del Acta Constitutiva de Sempra vigente el 23 de mayo de 2008.		10-K	3.1	27/02/20
3.2	Certificado de Determinación de Preferencias del 4.875% de las Acciones Preferentes, Perpetuas, Amortizables, Acumulativas, a Tasa Fija Reseteable, Serie C de Sempra, (incluyendo el formato de título que representa las Acciones Preferentes, Perpetuas, Amortizables, Acumulativas, a Tasa Fija Reseteable de 4.875%, Serie C) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de junio de 2020.		8-K	3.1	15/06/20
3.3	Certificado de Modificación del Acta Constitutiva Reexpresada de Sempra de fecha 12 de mayo de 2023.		8-K	3.1	16/05/23
3.4	Estatutos de Sempra (modificados al 12 de mayo de 2023).		8-K	3.2	16/05/23
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>					
3.5	Acta Constitutiva Reexpresada de San Diego Gas & Electric Company efectiva al 15 de agosto de 2014.		10-K	3.4	26/02/15
3.6	Estatutos de San Diego Gas & Electric Company (modificados al 26 de octubre de 2016).		10-Q	3.1	02/11/16
<i>Southern California Gas Company</i>					
3.7	Acta Constitutiva Reexpresada de Southern California Gas Company efectiva al 7 de octubre de 1996.		10-K	3.01	28/03/97
3.8	Estatutos de Southern California Gas Company (modificados al 30 de enero de 2017).		8-K	3.1	31/01/17
ANEXO 4 -- INSTRUMENTOS QUE DEFINEN LOS DERECHOS DE LOS TENEDORES DE VALORES, INCLUIDAS LAS ESCRITURAS					
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 de la SEC. Cada Registrante se compromete a proporcionar una copia de dichos instrumentos a la SEC cuando ésta lo solicite.					
<i>Sempra</i>					
4.1	Certificado de Directivo de Sempra, de fecha 9 de septiembre de 2024, incluyendo la forma de sus Notas Subordinadas Junior a Tasa Fija a Tasa Fija Reseteable al 6.400% con vencimiento en 2054.		8-K	4.1	09/09/24
<i>Sempra / Southern California Gas Company</i>					
4.2	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 14 de agosto 2024.		8-K	4.1	14/08/24
ANEXO 5 -- OPINIÓN SOBRE LEGALIDAD					
<i>Sempra</i>					
5.1	Opinión de Latham & Watkins, LLP	X			

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o Proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma	Anexo o Apéndice	Fecha de Presentación
ANEXO 10 -- CONTRATOS MATERIALES					
<i>Sempre</i>					
10.1	<u>Contrato de Compraventa de Oferta de Acciones ATM, de fecha 6 de noviembre de 2024, entre Sempra y Barclays Capital Inc., BofA Securities, Inc., Citigroup Global Markets Inc., Goldman Sachs & Co. LLC, J.P. Morgan Securities LLC, Mizuho Securities USA LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities Americas Inc., RBC Capital Markets, LLC, Scotia Capital (USA) Inc., y Wells Fargo Securities, LLC, como agentes de ventas y vendedores a plazo, y Barclays Bank PLC, Bank of America, N.A., Citibank, N.A., Goldman Sachs & Co. LLC, JPMorgan Chase Bank, National Association, Mizuho Markets Americas LLC, Morgan Stanley & Co. LLC, MUFG Securities EMEA plc, Royal Bank of Canada, The Bank of Nova Scotia y Wells Fargo Bank, National Association, como compradores a plazo.</u>	X			
<i>Contrato de Administración o Plan, Contrato o Convenio de Compensación</i>					
<i>Sempre</i>					
10.2	<u>Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Basado en Tiempo de Acciones Restringidas 2024 de Sempra – Cuatro Años Susceptibles de Devengo.</u>	X			
ANEXO 23 -- CONSENTIMIENTOS DE EXPERTOS Y ABOGADOS					
<i>Sempre</i>					
23.1	<u>Consentimiento de Latham & Watkins, LLP (incluido en el Anexo 5.1 del presente documento)</u>	X			

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número del Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o Proporcionado
ANEXO 31 -- SECCIÓN 302 CERTIFICACIONES		
<i>Sempra</i>		
31.1	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.	X
31.2	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.	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
31.3	Certificación del Director General de San Diego Gas & Electric Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.	X
31.4	Certificación del Director Financiero de San Diego Gas & Electric Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU.	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
31.5	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.	X
31.6	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.	X
ANEXO 32 -- SECCIÓN 906 CERTIFICACIONES		
<i>Sempra</i>		
32.1	Certificación del Director General de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.2	Certificación del Director Financiero de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
32.3	Certificación del Director General de San Diego Gas & Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.4	Certificación del Director Financiero de San Diego Gas & Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
32.5	Certificación del Director General de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.6	Certificación del Director Financiero de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
ANEXO 101 -- ARCHIVO DE DATOS INTERACTIVO		
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
ANEXO 104 -- PORTADA DE ARCHIVO DE DATOS INTERACTIVOS		
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: 6 de noviembre de 2024

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: 6 de noviembre de 2024

Por: /s/ Valerie A. Bille

Valerie A. Bille

Vicepresidente, Contralor 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: 6 de noviembre de 2024

Por: /s/ Sara P. Mijares

Sara P. Mijares

Vicepresidente, Contralor y Director 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

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 para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y a dichas fechas, 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:

Presentación de estados financieros		
Tema	IFRS (IAS 1)	U.S. GAAP (ASC 205-10, ASC 220-10, ASC 505-10, ASC 810-10) y SEC Reglamento S-X
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"> • Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación. <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"> • <i>Arrendamientos financieros:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación. • Presentar la parte de interés del pago como una actividad operativa. • <i>Arrendamientos operativos:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Presentar los pagos como una actividad operativa.

Consolidación		
Tema	IFRS (IFRS 10, IFRS 12, IFRS 3)	U.S. GAAP (ASC 810-10)
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"> • "Autoridad sobre la entidad participada". • "Exposición, o derechos, a rendimientos variables por la participación en la entidad participada". • "La capacidad de utilizar su autoridad sobre la entidad participada para afectar el monto de los rendimientos del inversionista". <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

Tema	IFRS (IFRS 11, IFRS 3, IAS 28)	U.S. GAAP (ASC 323, ASC 808)
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.

Inventarios

Tema	IFRS (IAS 2)	U.S. GAAP (ASC 330)
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.

Inmuebles, planta y equipo

Tema	IFRS (IAS 16, IAS 23,	U.S. GAAP (ASC 360, ASC 835-20)
-------------	------------------------------	--

	IAS 40)	
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"> • Los activos que se construyen o producen para uso propio de la entidad. • 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). • 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.
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.

Deterioro de activos		
Tema	IFRS (IAS 36)	U.S. GAAP (ASC 350, ASC 360)
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"> • El importe por el cual el valor en libros del activo o la CGU supera el 	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"> 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

	<p>importe recuperable se registra como una pérdida por deterioro. La cantidad recuperable por deterioro (ya sea de PP&E, intangibles o crédito mercantil) se define como la que resulte mayor de las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El valor justo menos los costos de venta del activo o la CGU. • La suma de los flujos de efectivo futuros descontados, incluyendo el valor de enajenación (también denominado valor de uso). 	<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>

Prestaciones para los trabajadores		
Tema	IFRS (IAS 19, IFRIC® Interpretación 14)	U.S. GAAP (ASC 420, ASC 710, ASC 712, ASC 715)
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

Tema	IFRS (IAS 37)	U.S. GAAP (ASC 450, ASC 410, ASC 420)
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.

Impuesto sobre la renta		
Tema	IFRS (IAS 12, Interpretación IFRIC 23)	U.S. GAAP (ASC 740)
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]).

Derivados y Cobertura de riesgo		
Tema	IFRS (IFRS 9, IAS 32)	U.S. GAAP (ASC 815)
“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"> • 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). • No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima. • Se liquida en una fecha futura. <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"> • 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). • No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima. • 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

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>

Combinación de negocios		
Tema	IFRS (IFRS 3, IFRS 15, IFRS 16, IAS 37)	U.S. GAAP (ASC 805, ASC 450, ASC 842)
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

Arrendamientos		
Tema	IFRS (IFRS 16)	U.S. GAAP (ASC 842)
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"> • El arrendamiento transfiere la 	<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"> • “El arrendamiento transfiere la titularidad del activo subyacente”. • “El arrendamiento concede... una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer”. • “El plazo de arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente”. • “El valor actual de la cantidad de los pagos de arrendamiento y cualquier valor residual garantizado por el arrendatario

	<p>propiedad del activo subyacente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El arrendamiento otorga una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer. • El plazo del arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente • El valor actual de los pagos de arrendamiento aumenta prácticamente por lo menos todo el valor razonable del activo subyacente. • El activo subyacente es de naturaleza especializada y no tiene un uso alternativo al del arrendador. <p>Otras situaciones en las que un arrendamiento podría ser un arrendamiento financiero incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El arrendatario asume las pérdidas del arrendador por la cancelación anticipada. • Las ganancias o pérdidas relacionadas con el activo al final del arrendamiento se acumulan para el arrendatario. • El arrendatario puede renovar el contrato de arrendamiento por un arrendamiento a una tasa prácticamente inferior a la del mercado. 	<p>... es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente”.</p> <ul style="list-style-type: none"> • “El activo subyacente es de naturaleza tan especializada que se espera que no tenga un uso alternativo para el arrendador”. <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.

Contabilidad de las operaciones reglamentadas

Tema	IFRS (IFRS 14)	U.S. GAAP (ASC 980)
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"> 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. 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

		<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>
<p>Activos normativos</p>	<p>Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.</p>	<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"> 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. 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-

		<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"> a. Prohíbe la contabilidad y la presentación de informes netos de impuestos. 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. 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.
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"> a. Determina que es probable que los ingresos futuros por un monto al menos igual al costo diferido (activo normativo) se recuperen en tasas. b. Cumple con todos los

		<p>siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none">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.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.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
--	--	--

		<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>
--	--	---