OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

MEMORIA ANUAL 2020 – ENEL AMÉRICAS

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

Bolsa de Comercio de Santiago
https://www.bolsadesantiago.com
ENELAM

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)
https://www.nyse.com/index
ENIA

Enel Américas S.A. se constituyó inicialmente bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., pasando el 1 de diciembre de 2016 a denominarse Enel Américas S.A. Al 31 de diciembre de 2020 su capital social ascendía a US$9.763.078 miles, representado en 76.086.311.036 acciones, las que se cotizan en bolsas de valores en Chile y Estados Unidos (Nueva York) en forma de American Depositary Receipts (ADS). Su negocio principal es explorar, desarrollar, operar, generar, distribuir, transmitir, transformar y/o vender energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas. También puede desarrollar actividades en telecomunicaciones y prestar asesorías de ingeniería en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas.

La Compañía controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cuatro países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Colombia y Perú), ascendiendo sus activos totales a US$26.933.558 miles al 31 de diciembre de 2020. En dicho ejercicio, el resultado neto atribuible a la Sociedad dominante alcanzó a US$825.197 miles y el resultado operacional se ubicó en US$2.053.115 miles. A fines de ese período daba ocupación directa a 16.731 personas a través de sus empresas subsidiarias presentes en Sudamérica.

Acerca de esta Memoria Anual

La Memoria Anual 2020 de Enel Américas refleja que la sostenibilidad es parte de su modelo de negocio y está presente en cada una de las decisiones que la Compañía toma cada día. Por ello el resultado financiero es producto de la gestión en tres dimensiones: ambiental, social y gobernanza corporativa (ASG). En ese contexto, este documento que ha sido realizado conforme a lo estipulado en la Norma de Carácter General (NCG) N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), además incorpora información extra financiera para comunicar su gestión en este aspecto. En tanto, cuando se mencione Memoria Anual, Informe Anual o Reporte Anual, nos estaremos refiriendo a la Memoria Anual 2020; asimismo, para referirnos a Enel Américas S.A. se usará indistintamente Enel Américas, la Compañía, la Empresa y/o la Sociedad. La Memoria Anual 2020 estará disponible en versión digital en la página web, en la sección Inversionistas.

Alcance de la información

La información financiera y extra financiera considerada en este reporte abarca a Enel Américas S.A. y sus subsidiarias, tal como se detalla en la Nota 2.4 de los Estados Financieros.

Nombre o razón social	Enel Américas S.A.
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa N°76, Santiago, Chile
Código postal	833-009 Santiago de Chile
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2)2 378 4400
Casilla	1557, Santiago
Inscripción Registro de Valores	N°175
Auditores externos	KPMG Auditores Consultores
Capital suscrito y pagado (US$)	9.763.078.700
Sitio web	www.enelamericas.com
Correo electrónico	comunicacion.enelamericas@enel.com
Teléfono de Relación con Inversionistas	(56-2) 2353 4682
Contacto de Relación con Inversionistas	Rafael de la Haza (rafaeldelahazacasarrubio@enel.com) ir.enelamericas@enel.com
Nemotécnico en Bolsas chilenas	ENELAM
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange: "NYSE")	ENIA
Banco custodio programa ADS	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADS	Citibank N.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada
	Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Moody´s Investor Services
	Standard & Poor´s International Rating Services
	Fitch Ratings

enel

BRIGHTER

MEMORIA ANUAL
ENEL AMÉRICAS
2020

Borja Acha

Presidente

Maurizio Bezzeccheri

Gerente General

Carta del Presidente y Gerente General

Estimados accionistas:

A principios del año 2020, cuando presentamos la Memoria Anual 2019, empezábamos a ver con sorpresa e incertidumbre los primeros impactos de una amenaza global de la que poco se conocía: el COVID-19. No lográbamos aún dimensionar por completo los devastadores efectos de esta pandemia, así como tampoco proyectar la duración que tendría la crisis sanitaria mundial que ésta desató ni sus duras consecuencias personales, sociales y económicas en todo el mundo.

Un año después, al escribir estas líneas, ya tenemos más claro lo que ha significado esta compleja crisis sin precedentes, tanto para la Compañía como para nuestros empleados, clientes, inversores y comunidades. Hemos visto de primera mano todos los esfuerzos que se han desplegado en los diferentes países del continente para enfrentar la pandemia y los efectos que esta ha tenido en las economías y en el mercado laboral de la región.

Por eso, quisiéramos primero agradecer el compromiso de nuestros equipos en un 2020 muy desafiante e incierto. Gracias a su trabajo dedicado pudimos demostrar la fortaleza que caracteriza a esta Compañía y mantener la continuidad de nuestras operaciones de generación, distribución y transmisión de electricidad en momentos en que fue más necesario que nunca nuestro compromiso con el cliente y con la sociedad en su conjunto.

Entorno macroeconómico

La economía mundial sufrió el desplome más grande de los últimos ochenta años. La región, que ya registraba cifras de crecimiento bajas en años anteriores, vio además empeorar el empleo y aumentar los niveles de pobreza por el impacto del COVID-19. Aunque los gobiernos de los distintos países implementaron medidas para mitigar los efectos sociales y económicos de la pandemia, no cabe duda de que se trata de la crisis más fuerte que hemos experimentado en las últimas décadas.

El confinamiento al que obligó la pandemia, llevó a que se detuvieran total o parcialmente muchas de las actividades productivas y también los servicios de diferentes sectores que son clave para la economía de los países. Esto provocó una importante disminución del consumo interno, menor flujo de caja de las empresas –con el consiguiente efecto en sus decisiones de inversión-, aumento del desempleo y, por ende, unos menores ingresos para las personas.

En este contexto, fue fundamental que un sector tan estratégico como el nuestro se mantuviera operativo y adoptara rápidamente los cambios tecnológicos que exigía esta situación. En efecto, como resultado del COVID-19 se ha acelerado la transición energética y digital que ya estaba en curso en la región, apurando la electrificación y el desarrollo de las energías renovables, sin duda muy importante para una recuperación sostenible.

Contexto COVID-19

Al comienzo de la crisis sanitaria, tomamos rápidamente las medidas para hacer frente a la emergencia en todas nuestras filiales. El objetivo fue por un lado, proteger la salud de trabajadores, contratistas, clientes y comunidades, minimizando al máximo la propagación del contagio y por otro, asegurar la continuidad del suministro eléctrico en todas las regiones donde operamos.

Monitoreamos constantemente la información relativa a las disposiciones de la Organización Mundial de la Salud (OMS) y de las autoridades sanitarias de cada país e implementamos el trabajo remoto o teletrabajo para todos los trabajadores que podían acceder al mismo, excepto en aquellas actividades críticas fundamentales para garantizar la continuidad del servicio y la seguridad de los sistemas eléctricos.

Pusimos a disposición de nuestros trabajadores en terreno sistemas digitales que permitieron seguir gestionando y controlando nuestras plantas en condiciones seguras, gracias también a que hace algunos años nuestros sistemas están en cloud. Además, activamos una póliza de seguro para todos los trabajadores de Enel Américas, la primera de su tipo en el mundo, que garantiza a todos los empleados del Grupo cobertura especial en caso de hospitalización por COVID-19.

En todas las comunidades donde estamos presentes, trabajamos en alianza con instituciones locales para colaborar en el combate a la pandemia. Entre las iniciativas que llevamos adelante se cuentan el aporte de laboratorios móviles y buses eléctricos;

obras eléctricas y aumento de potencia para hospitales; donaciones de insumos médicos y oxígeno; entrega de canastas de alimentos a familias en situación de vulnerabilidad social; campañas para difundir comportamientos apropiados para afrontar la crisis; soporte de clientes vulnerables como electrodependientes y personas con discapacidad, entre otras medidas.

De cara a los clientes, los avances en nuestro proceso de transformación digital fueron fundamentales para mitigar los impactos de la crisis sanitaria y económica, pues pudimos lanzar diferentes aplicaciones y reforzar nuestros canales digitales para atender los requerimientos comerciales, reporte de fallas, información sobre mantenimientos o sugerencias, entre otros aspectos. También se renovaron los sitios web para facilitar al cliente su experiencia y contacto con las oficinas locales.

En relación a nuestros proveedores, implementamos medidas para mitigar los devastadores efectos en sus negocios derivados de la pandemia garantizando la continuidad de sus contratos con la Compañía así como los flujos de pagos correspondientes.

Resultado del período

En el año 2020, el EBITDA alcanzó 3.154 millones dólares, lo cual representa una caída de 21,1% respecto al año 2019, explicada principalmente por una fuerte devaluación de las monedas en los países en que operamos, sumado a una contracción de la demanda de energía producto de COVID-19. Aislando los efectos extraordinarios y de tipo de cambio, el EBITDA hubiese aumentado en 0,6%. Si analizamos el último trimestre del año 2020, vemos una importante recuperación respecto a los trimestres anteriores. El EBITDA en este período fue 6,4% menor respecto al mismo período del año anterior, pero aislando el efecto tipo de cambio y efectos extraordinarios, hubiese aumentado en 9,3%. En este contexto desafiante, Enel Américas ha sido capaz de reducir el coste de la deuda y mejorar su flujo de caja significativamente.

En los últimos meses de 2020 comenzamos a ver signos de recuperación tanto en la demanda de energía eléctrica como en la recaudación. Al mismo tiempo en este período también son destacables los avances en los indicadores de calidad de nuestras compañías distribuidoras, en términos de SAIDI (tiempo de interrupción por cliente) y SAIFI (frecuencia media de interrupción por cliente). En términos de números de clientes tuvimos un crecimiento de 400 mil, principalmente en Enel Sao Paulo, Enel Goias, Enel Ceará y Codensa.

La integración del negocio de las energías renovables

El año 2020 también nos trajo importantes oportunidades. Una de ellas quedará grabada en nuestra historia: el 18 de diciembre del 2020 la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía aprobó con amplia mayoría la fusión por incorporación de EGP Américas en Enel Américas, permitiéndole a esta última controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables que Enel Green Power desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). Una vez completada la fusión, la participación de fuentes renovables en el portafolio total de generación de la Compañía aumentará del 56% al 73%.

Hemos trabajado con convicción en pos de una transición energética justa para América Latina y para seguir liderándola era fundamental crecer, incorporando el negocio de las renovables. Creemos que ello no solo genera valor al negocio en términos financieros, sino que además representa nuestro compromiso con la sostenibilidad entendida en su sentido más amplio, así como con la transformación de la matriz energética hacia una siempre más limpia, para mejorar la calidad de vida de los habitantes de la región.

Además, esta fusión dará a la Compañía acceso inmediato al know-how y probada experiencia del líder en energías renovables en el mundo, Enel Green Power, preservando la disciplina financiera que nos ha caracterizado siempre. Asimismo nos permitirá añadir una capacidad instalada de energías renovables de 7,8 GW al 2024, con lo cual Enel Américas podrá acceder a nuevas oportunidades de crecimiento que se sumen a su ya consolidado liderazgo en distribución y al desarrollo de soluciones energéticas avanzadas a través de Enel X. Así la Compañía diversificará su negocio y, en suma, fortalecerá su posicionamiento.

La sostenibilidad al centro

En febrero de 2020 Enel Américas recibió la distinción Bronze Class por su trabajo en sostenibilidad y fue incorporada -una vez más- en el Sustainability Yearbook. Desde 2004 esta es la publicación más completa del mundo sobre sostenibilidad corporativa, mientras que el premio Bronze Class es una distinción que se entrega a las compañías con mejor desempeño en

su industria y que se encuentran en el ranking de entre 5% a 10% del mejor puntaje en la Evaluación Anual de Sostenibilidad Corporativa (CSA) de SAM.

Además la Compañía fue la única utility eléctrica incluida en el nuevo índice sustentable de S&P Dow Jones, presentado en enero de 2021 por la Bolsa de Comercio de Santiago y S&P Dow Jones índices. El índice S&P IPSA ESG Tilted sigue criterios de selección fundamentados en reglas que se basan en principios ASG (ambientales, sociales y de gobernanza) con el fin de seleccionar y ponderar los componentes, provenientes del S&P IPSA, y así medir el desempeño de algunas de las acciones de mayor tamaño y liquidez listadas en la Bolsa de Santiago.

Enel Américas se posicionó dentro de las 10 mejores empresas en prácticas de Gobierno Corporativo según el Estudio Anual 2020 de GovernArt y VigeoEiris y en el ránking de Chile aparece como la segunda mejor Compañía. El análisis incluyó a 139 empresas, evaluadas en función de 7 aspectos. Uno de ellos era el trabajo que realizan las compañías para prevenir la corrupción. En este ítem Enel Américas fue reconocida nuevamente como una de las mejores en Latinoamérica.

Una contribución importante a la estrategia de Sostenibilidad y al fortalecimiento del Gobierno Corporativo de Enel Americas está representada por el trabajo de mejora continua del modelo de compliance e integridad de la Compañía inspirado en las mejores prácticas internacionales. Este trabajo también fue reconocido en 2020 por medio de la obtención de la certificación externa del Modelo de Prevención de Riesgos Penales de Enel Américas hasta julio de 2022, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 20.393 sobre Responsabilidad Penal de la persona Jurídica en Chile.

Así mismo, Enel Américas y sus filiales han continuado la implementación y certificación de su Sistema de Gestión Antisoborno bajo el estándar Internacional ISO37001, manteniendo el compromiso voluntario de certificar todas las filiales de la Empresa.

Estos hechos son sólo la acreditación de una realidad: Para nosotros la sostenibilidad y sus valores son el centro de nuestra estrategia. Queremos y creemos en una Compañía líder sostenible en el presente y en el futuro.

Otros hitos

También queremos destacar otros logros del período. Enel X lanzó el Primer Corredor Panamericano 100% eléctrico siguiendo la costa oeste de América del Norte, América Central y América del Sur y a lo largo de la Cordillera de los Andes. Este corredor de carga es la primera apuesta de futuro de esta envergadura: abarca 11 países y posee 196 puntos de carga JuiceBox que son visibles en la aplicación JuicePass para que los conductores carguen su automóvil o motocicleta eléctrica.

En Colombia, la alcaldía de Bogotá, a través de Transmilenio, entregó 120 nuevos buses 100% eléctricos junto con el primer terminal 100% eléctrico de la ciudad, cuya operación comenzó el 26 de diciembre. La infraestructura, instalada por Enel X, tiene 56 puntos dobles de recarga eléctrica que permiten la recarga en simultáneo de más de 100 buses.

2020 fue un año de desafíos. Un año de pruebas. Un año en que demostramos que somos más que una empresa, somos un grupo humano preocupado de su entorno natural y social. Agradecemos a todos los que han trabajado para que Enel Américas avance en un período tan difícil. Sabemos que el esfuerzo se redobló en medio de la pandemia.

Por ello, nuestro compromiso es continuar apoyando a la sociedad en todos los países en los que nos encontramos. Extendemos una invitación a nuestros empleados de todas las áreas a, primero, cuidar su salud y la de su entorno y, segundo, a continuar con su esfuerzo para seguir en la ruta que nos hemos planteado para proveer un servicio de calidad a nuestros clientes generando una energía cada día más limpia.

Muchas gracias,

Borja Acha
Presidente

Maurizio Bezzeccheri
Gerente General

enel

ÍNDICE

Capitulo		Página
1	**Enel Américas en una Mirada**	**12**
	Enel Américas en una Mirada	14
2	**Gobierno Corporativo**	**22**
	Propiedad y Control	24
	Estructura de Gobierno Corporativo	27
	Efectividad del Directorio	31
	Comités	34
	Principales Políticas	39
	Administración de la Compañía	42
	Ética e Integridad	46
3	**Estrategia y Gestión de Riesgos**	**52**
	Entorno Macroeconómico	54
	Entorno Regulatorio por País	54
	Gestión de Riesgos	59
	Materialidad	72
	Estrategia y Modelo de Negocio de Enel Américas	78
4	**Negocios de Enel Américas**	**80**
	Estructura de Negocios	82
	Negocios de Enel Américas por País	87
5	**Gestión 2020**	**116**
	Inversiones y Actividades Financieras	118
	Gestión de la Dimensión Ambiental	123
	Gestión en la Dimensión Social	124
	Gestión de la Dimensión Económica	138
6	**Métricas**	**140**
	Métricas Relacionadas con Recursos Humanos	142
	Métricas Relacionadas con el Medio Ambiente	147
7	**Otra Información Corporativa Regulatoria**	**148**
	Información Corporativa	150
	Información de la Acción	152
	Participaciones Directas e Indirectas de Enel Américas	157
	Argentina	160
	Brasil	167
	Colombia	173
	Perú	177
8	**Anexos**	**180**
	Estados Financieros	182
	Informe Inspectores de Cuentas	422
	Análisis Razonado	424
	Factores de Riesgo	465
	Hechos Esenciales	477
	Glosario	499
9	**Declaración de responsabilidad**	**502**

ENEL AMÉRICAS ES OPEN POWER

VISIÓN

Open Power para resolver algunos de los más grandes retos de nuestro mundo

POSICIONAMIENTO

Open power

PROPÓSITO

MISIÓN

- Abrimos el acceso a la energía a más personas.
- Abrimos el mundo de la energía a la nueva tecnología.
- Nos abrimos al nuevo uso de la energía.
- Nos abrimos a las nuevas formas de gestionar la energía para la gente.
- Nos abrimos a nuevas alianzas.

PRINCIPIOS DE CONDUCTA

- Tomar decisiones en la vida cotidiana y asumir la responsabilidad.
- Compartir la información mostrándose abierto a la contribución con los demás.
- Mantener los compromisos adquiridos, llevando adelante las actividades con compromiso y pasión.
- Modificar rápidamente las prioridades si cambia el contexto.
- Llevar los resultados apuntando a la excelencia.
- Adoptar y promover comportamientos seguros y actuar proactivamente para mejorar las condiciones de salud, seguridad y bienestar.
- Refuerzo en la integración de todos, reconociendo y valorizando la diferencia individual (cultural, género, edad, inhabilidad, personalidad, etc.)
- En el trabajo estar atento a asegurar la satisfacción del cliente y/o de los colegas, actuando con eficiencia y velocidad.
- Proponer nuevas soluciones y no rendirse frente a obstáculos y fracasos.
- Reconocer el mérito de los colegas y dar feedback.

Open power for a brighter future.

We empower sustainable progress.

VALORES

- Confianza
- Proactividad
- Responsabilidad
- Innovación

1

Enel Américas en una Mirada

Enel Américas en una Mirada

Acerca de Enel Américas

A través de nuestras subsidiarias, en Enel Américas generamos, transmitimos y distribuimos energía en cuatro países de América del Sur: Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Esto nos ubica como la Compañía eléctrica privada más grande de Latinoamérica, sumando una capacidad instalada de 11.269MW y entregando energía a más de 25,6 millones de clientes.

Como parte del Grupo Enel, la Compañía adhiere a la visión y filosofía de Open Power, lo que significa comprometerse con parte de los mayores retos que enfrenta el planeta. Para lograrlo queremos abrir la energía a más personas, a nuevas tecnologías, a nuevas formas de gestionarla para el consumidor; abrirnos a nuevos usos y a más colaboradores. Una tarea que realizaremos ajustándonos a nuestros valores: **responsabilidad, innovación, confianza y proactividad.**

Acciones en el contexto COVID-19

En Enel Américas y en todas nuestras subsidiarias hemos tomado diversas medidas para hacer frente a la emergencia provocada por el coronavirus (COVID-19), con el objetivo de disminuir la probabilidad de contagio entre nuestros colaboradores. En paralelo, nos preocupamos de garantizar la continuidad del negocio y el servicio en los países en que estamos presentes. Por ello hemos hecho un monitoreo constante de la información, siguiendo las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud (OMS) y las instrucciones de las autoridades.

En ese contexto, activamos la modalidad de teletrabajo de forma continua en todos los países y para todos los colaboradores. La única excepción fueron aquellas actividades que no se pueden posponer y que son necesarias para garantizar la continuidad del servicio y la seguridad de los sistemas eléctricos nacionales. Esta decisión está en línea con las medidas de precaución adoptadas por el Grupo Enel desde el inicio de la emergencia. Para los colaboradores que desarrollan sus labores desde sus hogares, les entregamos los elementos de oficina que requieren para trabajar, lo que redunda en su bienestar y cuidado.

Para coordinar el voluntariado corporativo se formó un equipo **Task Force** -que comenzó a trabajar desde fines de febrero de 2020- con el objetivo de definir, coordinar e informar las acciones relacionadas con el apoyo de la comunidad en este contexto, teniendo como meta primordial proteger la salud y seguridad de todo el personal.

Con las localidades cercanas a nuestras operaciones colaboramos a través de las instituciones de la sociedad civil o directamente con las comunidades y reforzamos los proyectos de desarrollo económico local ya planificados. Para mayor detalle sobre las acciones e iniciativas con la comunidad, revisar nuestra web corporativa.

Salud y seguridad de nuestros colaboradores

El Grupo Enel activó una póliza de seguro para los más de 68.000 colaboradores, que cubre en caso de hospitalización por COVID-19. Este seguro fue diseñado según las necesidades específicas del Grupo y se convirtió en el primero de su tipo en el mundo destinado a garantizar el apoyo a nivel mundial para la pandemia.

El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad. Aquellos colaboradores que por sus funciones deben seguir trabajando en terreno, lo hacen con extremas medidas de seguridad para resguardar su salud.

Gracias al compromiso de nuestra gente, contratistas y proveedores, sumado al uso de la tecnología y robustos procedimientos, al cierre de 2020 el 100% de nuestras plantas y redes se encontraban plenamente operativas, lo que nos ha permitido garantizar la continuidad de nuestro servicio.

Durante el período ampliamos el compromiso con nuestros clientes: aumentamos los canales y opciones: WhatsApp, página web, chatbot en la página web (asistente virtual) y app. Además, se incrementó el número de plataformas digitales, con el objetivo de dar mayor flexibilidad en los pagos a distancia.

Índices ASG

La relevancia de la sostenibilidad en el negocio de Enel Américas y su desempeño se ve reflejado en su inclusión en los principales índices mundiales ASG.

REFORZANDO NUESTRO COMPROMISO CON LOS ODS
PROYECTOS PARA APOYAR NUESTRAS COMUNIDADES

ENEL AMÉRICAS
DICIEMBRE 2020

536 *proyectos* — **2,6MIL** *beneficiarios*

CONTRIBUCIÓN ODS

2 HAMBRE CERO	**24** *proyectos*	**215.5K** *beneficiarios*
3 SALUD Y BIENESTAR	**82** *proyectos*	**483K** *beneficiarios*
4 EDUCACIÓN DE CALIDAD	**65** *proyectos*	**122.2K** *beneficiarios*
7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE	**175** *proyectos*	**891.3K** *beneficiarios*
8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO	**134** *proyectos*	**594.8K** *beneficiarios*
11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES	**8** *proyectos*	**33.5K** *beneficiarios*

ACTIVIDADES BENÉFICAS
EN RESPUESTA A LA CRISIS DEL COVID-19

TOTAL DE INICIATIVAS 112

SALUD 60

- Contribuciones monetarias a hospitales u organismos de protección civil.
- Espacios Enel puestos a disposición para necesidades médicas (hospitales de campaña, espacios para cuarentena, etc.)
- Entregar DPI a personas, médicos y enfermeras en torno a nuestros activos
- Suministro de materiales básicos como elementos de protección personal y apoyo a los pacientes
- Donar los recursos propios y la contribución monetaria de Enel para producir pruebas rápidas para detectar Coronavirus
- Donación de maquinaria de cuidados intensivos
- Suministro gratuito de toda la energía y edificio necesarios para "hospital de campaña".

52 SOCIOECONÓMICAS

- Donación de canastas básicas de alimentos a familias en situación de vulnerabilidad social
- Kit familiar (limpieza preventiva doméstica y personal)
- Uso de las guarderías mantenidas por Enel para recibir a los niños de los electricistas y profesionales de la salud de los hospitales públicos que están trabajando en cuarentena.
- Campaña de difusión de conductas para afrontar la crisis y "quedarse en casa"
- Fabricación de máscaras artesanales para personas en grupo de riesgo
- Apoyo a clientes vulnerables como "electrodependientes" y personas con discapacidad

Estos índices y ranking son instrumentos para medir la gestión de una determinada empresa en este ámbito. Por lo tanto, las calificaciones y análisis realizados por las organizaciones especializadas en estas materias se consideran una herramienta estratégica para apoyar a los inversionistas e identificar riesgos y oportunidades en su cartera de inversiones.

Las empresas que integran en su gestión la triple dimensión ambiental, social y de gobierno (ASG) maximizan las ganancias, minimizan los riesgos y, al mismo tiempo, contribuyen al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) impulsados por Naciones Unidas.

Índices ASG en que participa Enel Américas

Dow Jones Sustainability Index (DJSI).

Enel Américas fue incluida en las tres categorías en que participa: Emerging Markets, Mercado Integrado de la Alianza del Pacifico (MILA) y Chile. El puntaje obtenido por la Compañía la sitúa entre las mejores empresas a nivel mundial, logrando en más del 60% de los criterios puntajes superiores a 90 de un máximo de 100.

En 2021, por tercer año consecutivo, la Compañía, fue confirmada en The Sustainability Yearbook 2021 y fue distinguida nuevamente dentro de la Bronze Class, por su excelente desempeño, ubicándose entre 5% y 10% de las compañías más sostenibles de su industria a nivel mundial.

Índice S&P IPSA ESG Tilted

Enel Américas, el 20 de enero 2021, fue incluida en el nuevo índice sustentable de S&P Dow Jones, que busca medir el desempeño de los títulos elegibles pertenecientes al S&P IPSA que cumplen con requisitos de sustentabilidad.

Índices FTSE4Good

Por cuarto año consecutivo, Enel Américas fue incluida en este ranking en las categorías Emerging Markets y Latin América. Esta serie de índices (FTSE4Good) está diseñada para medir el desempeño de las empresas que demuestran sólidas prácticas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG por su sigla en inglés).

Vigeo-Eiris

Por cuarto año consecutivo, Enel Américas fue incluida en el ranking "Best Emerging Markets Performers" en el sector utilities de Vigeo-Eiris, que considera a las empresas con mejor desempeño de los mercados emergentes con un enfoque de "mejores en su clase".

MSCI ESG Indexes

Desde 2019, Enel Américas recibe la clasificación AA, formando parte de los diversos índices bursátiles de sostenibilidad ofrecidos por esta entidad.

Sustainalytics

El 12 de noviembre de 2020, Enel Américas fue clasificada con un puntaje de 27,4, ubicándose dentro del 18% de empresas con menor riesgo de la industria eléctrica mundial (un menor puntaje refleja un riesgo ASG reducido).

Principales cifras financieras y de negocios

A continuación se detallan las principales cifras del cierre del período. Para mayor detalle revisar la web corporativa en la sección Inversionistas.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO

	2020	2019	2018	2017	2016
Activo total	**26.920.167**	**29.776.384**	**27.396.356**	**20.168.991**	**16.851.472**
Pasivo exigible total	**16.599.895**	**17.530.198**	**18.564.456**	**11.890.484**	**8.971.733**
Ingresos de explotación	12.192.674	14.314.112	12.989.689[3]	10.438.003	7.686.133
EBITDA	**3.153.586**	**3.994.192**	**3.357.708**	**2.947.261**	**2.430.336**
Resultado neto [1]	825.197	1.614.085	1.201.381	709.043	566.497
Índice de liquidez	0,85	0,98	0,66	0,92	1,25
Coeficiente de endeudamiento [2]	1,61	1,43	2,1	1,44	1,14

(1) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
(2) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.
(3) La cifra presentada el año 2018 fue 13.184.062, la cual fue modificada por reclasificaciones que permiten una mejor comparabilidad de las cifras sin afectar el resultado final.

AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO

	2020					2019
Negocio de generación	**Argentina**	**Brasil**	**Colombia**	**Perú**	**Total**	**Total**
Número de unidades generadoras	29	17	36	30	112	112
Capacidad instalada de generación (MW)	4.419	1.354	3.506	1.990	11.269	11.267
% de la capacidad instalada de energía renovable	30,1%	76,5%	88,3%	39,8%	55,5%	55,5%
% de participación de mercado (capacidad instalada)	10,5%	1,0%	20,1%	13,2%	5,4%	5,5%
Energía eléctrica generada (GWh)	13.901	4.823	14.009	7.722	40.455	41.760
% de energía eléctrica generada renovable	20,60%	95,60%	95,00%	56,40%	62,10%	61,3%
Energía eléctrica vendida (GWh)	13.903	25.296	17.539	10.258	66.996	72.553
% de participación de mercado (ventas de energía)	10,9%	5,3%	24,9%	20,9%	9,3%	9,9%
Emisiones específicas de CO_2 (tCo_2)	4.644.172	90.627	647.904	1.513.200	6.895.903	6.963.813
Colaboradores [2]	530	198	615	337	1.680	1.629
Negocio de distribución	**Argentina**	**Brasil**	**Colombia**	**Perú**	**Total**	**Total**
Miles de Km^2 de área de concesión	3.309	522.933	26.093	1.602	553.937	553.937
Miles de Smart meters instalados	14.501	965	71.357	7.866	94.689	87.426
Pérdidas de energía [1]	18,9%	12,2%	7,6%	8,8%	13,0%	11,9%
Colaboradores [2]	3.500	9.087	1.535	597	14.719	15.411
Clientes finales	**Argentina**	**Brasil**	**Colombia**	**Perú**	**Total**	**Total**
Número de clientes (millones)	2,5	18,1	3,6	1,5	25,6	25,2
Energía vendida (GWh)	15.888	77.913	13.834	7.578	115.213	120.594
Enel X	**Argentina**	**Brasil**	**Colombia**	**Perú**	**Total**	**Total**
MW de respuesta a la demanda	-	-	13,9	-	13,9	0,9
Número de puntos de recarga instalados	130	974	620	42	1.766	564
Miles de puntos luminosos instalados	-	20	414	402	836	818
Colaboradores[2]	-	126	-	9	135	152

(1) Las pérdidas de energía difieren levemente a las reportadas el año anterior, por modificaciones posteriores al cierre en las mediciones especialmente en Brasil.
(2) Para obtener el total de colaboradores se deben agregar aquellos funcionarios que prestan funciones a los distintos giros de negocios, sin poder distribuirse en forma específica; estos corresponden a 197 en 2020 y 118 en 2019.

Hitos del período

A continuación se detallan los hechos más relevantes para la Compañía en el ejercicio anual 2020:

Enel SpA aumentó su participación accionaria en Enel Américas S.A.

En abril, la matriz Enel SpA informó al mercado, a través de un hecho esencial [1], que suscribió dos acuerdos con una institución financiera, con el objeto de incrementar su participación en Enel Américas S.A. en hasta un 2,7%. El 28 de mayo, Enel SpA informó haber aumentado su participación en el capital accionario de Enel Américas S.A., al alcanzar un 62,3% de la misma [2] . El 18 de agosto de 2020 se comunicó que Enel SpA incrementó su peso en el capital accionario de Enel Américas S.A. a través de la adquisición de American Depositary Shares (ADS) y acciones ordinarias, habiendo concentrado un 65% de participación en Enel Américas S.A. [3]

Enel Américas efectuó su Junta Anual de Accionistas de manera virtual

El 30 de abril, la Compañía celebró por primera vez de manera virtual su Junta Anual de Accionistas. En esta el Presidente agradeció a los accionistas su participación, en la asamblea a pesar de las circunstancias imperantes producto de la pandemia del COVID-19. La Junta se celebró a través de transmisión en vivo y por medio de un sistema de asistencia y votación remoto.

El Directorio de la Compañía aprobó la posibilidad de participar y votar a distancia en la Junta Ordinaria de Accionista, conforme a lo señalado en la Norma de Carácter General N°435 emitida por la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 18 de marzo de 2020, en la cual autorizó la celebración de Juntas de Accionistas mediante sistemas tecnológicos que permitan la participación remota de accionistas y mecanismos de intervención y votación a distancia. De conformidad con el Oficio Circular N°1.141 emitido por la CMF el 18 de marzo de 2020, dicha autoridad pública ratificó el uso de medios tecnológicos para la participación y votación a distancia en asambleas de accionistas así como la participación remota de las demás personas que por ley y normativa reglamentaria y estatutaria y contractual deban hacerlo.

Suscripción y pago de aumento de capital en Enel Brasil por US$504 millones

El 4 de mayo, Enel Américas informó a la CMF que suscribió y pagó un aumento de capital exclusivamente dinerario en su subsidiaria Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), por un monto total ascendente a BRL2.820.101.060,85, equivalente a US$504 millones aproximadamente. Así, Enel Brasil, en su calidad de único accionista de la subsidiaria Enel Distribución São Paulo S.A. (Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. o "Eletropaulo"), financiará a esta última a fin de que reestructure el fondo de pensiones de sus empleados. Con esta operación, se da íntegro cumplimiento al uso de fondos del aumento de capital aprobado mediante Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas, la cual se celebró el 30 de abril de 2019.

(1) Mayores detalles dentro del capítulo 8 Anexos en la sección Hechos Esenciales de fecha 3 de abril de 2020 informado a la CMF. Este se puede revisar en la página 477 de esta memoria.
(2) Mayores detalles dentro del capítulo 8 Anexos en la sección Hechos Esenciales de fecha 28 de mayo de 2020 informado a la CMF. Este se puede revisar en la página 478 de esta memoria.
(3) Mayores detalles dentro del capítulo 8 Anexos en la sección Hechos Esenciales de fecha 18 de agosto de 2020 informado a la CMF. Este se puede revisar en la página 480 de esta memoria.

Cambios en las proyecciones realizadas en el Plan Estratégico 2020-2022

A través de un Hecho Esencial, la Compañía informó que dentro del Plan Estratégico se mencionaron macro elementos para el trienio 2020 – 2022, así como proyecciones de EBITDA y CAPEX. Se advirtió en su oportunidad que los contenidos del referido Plan Estratégico obedecían y estaban basados en proyecciones de hipótesis que podían o no verificarse en el futuro. Atendida la situación de 2020, incluyendo especialmente factores tales como la fluctuación de los tipos de cambio en los que operan la Compañía y sus subsidiarias así como los efectos de la pandemia COVID-19, se informó que se preveían y proyectaba que se producirán desviaciones significativas en los macro elementos incluidos en el referido Plan Estratégico en lo que hacía referencia al ejercicio 2020.

ADS de Enel Américas son incluidos en programa no patrocinado de BDR

El 28 de octubre, Enel Américas S.A. fue informada que sus ADS fueron incluidos en un programa no patrocinado de Brazilian Depositary Receipts (BDR). Los BDR son emitidos como una alternativa de inversión en la Sociedad a través del mercado brasileño y tienen como activo subyacente los American Depositary Receipts (ADS) que la Sociedad emite. De esta forma, los derechos de los tenedores de BDR derivan de los derechos de los ADS subyacentes y es el banco depositario de los BDR –Banco B3– el que lleva la relación comercial y jurídica con los tenedores de BDR. En atención al carácter no patrocinado de este programa de BDR, la Sociedad informa que no ha suscrito ningún contrato para la emisión de los BDR y, consecuentemente, no ha contraído ninguna obligación en el mercado brasileño. Como consecuencia de lo anterior, los

ADS emitidos por la Sociedad podrán ser transados no solo en la New York Stock Exchange (NYSE), sino que, una vez convertidos a BDR, también en la Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (Bovespa).

Fusión destinada a la adquisición de las subsidiarias de energía renovable no convencional que Enel Green Power SpA posee en Centro y Sudamérica

21 de septiembre de 2020

El Directorio de Enel Américas S.A. resolvió por la unanimidad de sus miembros, iniciar formalmente una fusión destinada a la adquisición -por parte de Enel Américas- de las subsidiarias de energía renovable no convencional que la sociedad relacionada Enel Green Power SpA posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). El objetivo es optimizar la estructura financiera de Enel Américas y apoyar el crecimiento futuro de las mencionadas subsidiarias.

La referida adquisición se efectuará **mediante una fusión por incorporación**, en la cual Enel Américas integrará a su patrimonio a una sociedad que tendrá la propiedad de las participaciones que actualmente posee Enel Green Power en empresas de energía renovable no convencional domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Costa Rica, Guatemala y Panamá.

En su análisis estratégico, el Directorio de Enel Américas reconoce que, en el actual contexto en la región, las energías renovables están incrementando fuertemente su presencia y cambiando inequívocamente el modelo competitivo tradicional en el sector energético. Con la finalidad de que Enel Américas pueda seguir fortaleciendo su estrategia de crecimiento, capturando todas las oportunidades venideras y se consolide como el actor destinado a liderar la transición energética en la región de Centro y Sudamérica, se hace muy recomendable consolidar dentro de su perímetro de actuación las participaciones en empresas de energía renovable no convencional descritas en el párrafo anterior.

La consolidación de este negocio de energía renovable no convencional dentro del actual perímetro de la Compañía dará lugar a un Grupo absolutamente integrado en términos operativos, convirtiéndose en líder con tecnología de generación diversificada, presente en los negocios de generación y distribución, desarrollando productos innovadores, digitales y soluciones energéticas avanzadas.

Esta nueva diversificación que implicará adicionalmente una mayor presencia geográfica, ofrecerá a los accionistas de la Compañía acceso a flujos de caja provenientes de un nuevo y promitente negocio, manteniendo a Enel Américas con una solidez financiera que le permitirá seguir capturando otras oportunidades atractivas de crecimiento en la región de Centro y Sudamérica.

La incorporación del negocio descrito en Centro y Sudamérica (excepto Chile), dará a la Compañía acceso inmediato al know-how y probada experiencia del líder en energías renovables en el mundo, Enel Green Power, preservando la disciplina financiera que ha caracterizado siempre al Grupo Enel Américas.

Con objeto de explorar el interés de su controlador, Enel SpA, en esta integración propuesta, el directorio de Enel Américas solicitó a esta Compañía, controlador propio y de Enel Green Power SpA, su posición sobre la misma. Enel SpA ha contestado con fecha 21 de septiembre destacando su interés por esta integración propuesta, siempre que se realice a precios de mercado y mediante una operación, como la fusión, que garantice que Enel Américas va a mantener una posición financiera que sostenga no solo el desarrollo futuro de los proyectos renovables, sino también las perspectivas de crecimiento de la Sociedad. En todo caso, Enel SpA manifestó que esta carta no constituía una decisión vinculante, que se reservaba para cuando se definieran todos los términos de la operación.

Para viabilizar esta fusión, fue necesario someter a la consideración de la asamblea de accionistas de Enel Américas la eliminación de los límites de concentración establecidos en sus estatutos de conformidad con el Título XII del D.L. 3.500, los cuales impedían a una persona concentrar más del 65% del capital con derecho a voto de Enel Américas, entre otras limitaciones. Asimismo, dicha asamblea aprobó la fusión como una operación con partes relacionadas regida por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que exigió la designación de evaluadores independientes.

El Directorio y el Comité de Directores de Enel Américas, en sus correspondientes sesiones ordinarias designaron, respectivamente, a Banco Santander y a Banchile Asesoría Financiera S.A. en calidad de evaluadores independientes de la fusión antes descrita, como operación entre partes relacionadas. Asimismo, el Directorio nominó a Pablo

D'Agliano como perito independiente de dicha operación, conforme lo exige la Ley de Sociedades Anónimas.

22 de septiembre de 2020

La Compañía efectuó una presentación respecto de la operación propuesta, a la cual tuvieron acceso todos los inversionistas locales y extranjeros, accionistas y el mercado en general. Los detalles están disponibles en la página web de la Compañía, en la sección Inversionistas/ Propuesta de fusión EPG Enel Américas.

9 de octubre de 2020

Enel Américas comunicó en relación con la Fusión: "Hemos tomado conocimiento que Enel SpA, controladora de Enel Américas, ha adquirido una sociedad en Chile denominada EGP Américas SpA (EGP Américas), la que ostentaría la propiedad y el control de las subsidiarias de energía renovable antes señaladas y que sería absorbida por Enel Américas". Dicha sociedad, sus antecedentes y aspectos vinculados a la Fusión fueron publicados en la página web

Dentro de los antecedentes incluidos en dicho sitio está la Resolución del Administrador Único de EGP Américas de fecha 1 de octubre de 2020, mediante la cual se acordó la designación de David Jana Bitrán en calidad de perito independiente para la Fusión.

28 de octubre de 2020

La Compañía informó la entrega de los siguientes antecedentes complementarios:

La Fusión mediante la cual Enel Américas S.A. absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquella las subsidiarias que esta última tendrá, requiere para el perfeccionamiento de la misma de actos preparatorios. Tales actos preparatorios serán realizados directamente por Enel SpA, matriz italiana de Enel Américas S.A., y sin mediar la intervención de esta, puesto que constituyen reordenaciones internas de aquella:

División de Enel Green Power SpA -subsidiaria italiana cien por ciento de Enel SpA- y la creación de una nueva sociedad italiana, producto de dicha escisión, denominada Enel Rinnovabili Srl -subsidiaria italiana al cien por ciento de Enel SpA-, a la cual se le asignarán las subsidiarias, y;

Fusión internacional mediante la cual EGP Américas SpA -subsidiaria chilena al cien por ciento de Enel SpA- absorberá a Enel Rinnovabili Srl. Enel SpA, en su calidad de único accionista de Enel Rinnovabili Srl y EGP Américas SpA, procederá a la aprobación de dicha fusión internacional.

La **transferencia de las subsidiarias desde Enel Rinnovabili Srl a EGP Américas SpA**, mediante la fusión internacional, se prevé surtirá efecto durante el primer trimestre de 2021, por lo cual aquella será condición necesaria para que la aprobación de la Fusión produzca efectos jurídicos.

La **transferencia de las subsidiarias desde EGP Américas a Enel Américas S.A. mediante la Fusión se estima se materializará durante el segundo trimestre de 2021**. Las Subsidiarias que se integrarían a Enel Américas S.A. mediante la Fusión serían las Sociedades señaladas en el Hecho Esencial de fecha 28 de octubre de 2020 y que se encuentra en detalle en el Anexo 8 dentro de la sección Hechos Esenciales de la presente Memoria Anual y, además, en la web de la Compañía, en la sección Inversionistas/Propuesta de fusión EPG Enél Américas.

6 de noviembre de 2020

De conformidad con lo resuelto por el Directorio de Enel Américas S.A. y habiéndose recibido los siguientes informes relativos a la operación de fusión mediante la cual Enel Américas absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquella las subsidiarias de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power (Italia) posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), se informó que se colocó a disposición de los señores accionistas:

- **Informe Definitivo emitido por el evaluador independiente designado por el Directorio de Enel Américas, Banco Santander**, respecto de las condiciones de la Operación de Fusión, sus efectos y su potencial impacto sobre Enel Américas.
- **Informe Definitivo emitido por el evaluador independiente designado por el Comité de Directores de Enel Américas, Banchile Asesoría Financiera S.A.**, respecto de las condiciones de la Operación de Fusión, sus efectos y su potencial impacto sobre Enel Américas.
- **Informe Definitivo emitido por el Perito Independiente designado por Enel Américas, señor Pablo D'Agliano, sobre el valor de las sociedades que se fusionan, Enel Américas y EGP Américas SpA** y la relación de canje de las acciones de las referidas sociedades y correspondiente balance proforma, en el marco de la Operación de Fusión.
- Asimismo, se informó que la Compañía tomó conocimiento de la emisión del **Informe Definitivo realizado por el Perito Independiente designado por EGP Américas SpA, señor David Jana,** sobre el valor de las sociedades que se fusionan, Enel Américas y EGP Américas SpA y la relación de canje de las acciones de las referidas sociedades y correspondiente balance proforma. Este informe fue obtenido de la página web de EGP Américas SpA: https://

www.enelgreenpower.com/es/paises/egp-americas, donde se encuentra publicado. Finalmente, se comunicó que el 13 de noviembre se efectuó una presentación respecto a los informes referidos en esta presentación, así como de las demás materias relacionadas con la **Operación de Fusión**, a la que tuvieron acceso todos los inversionistas locales y extranjeros, accionistas y el mercado en general.

12 de noviembre de 2020

Se informó que el Directorio de Enel Américas S.A., en sesión extraordinaria y por la unanimidad de sus miembros en ejercicio, acordó convocar a una Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas, para el 18 de diciembre de 2020. Las materias a tratar serán las siguientes:

1) **Fusión.** Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, la operación consistente en la fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"), la cual tendrá por objeto permitir a Enel Américas controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). La Fusión, el aumento de capital asociado a la misma, la relación de canje, los antecedentes que les sirven de fundamento y los términos y condiciones particulares de la Fusión, se describen en el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión".

   La relación de canje será de 0,43 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas, o aquella otra que acuerde la Junta dentro de un rango de entre 0,41 y 0,45 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas; en todos los casos, sin considerar fracciones de acciones.

   De esta manera, para efectos de materializar la Fusión, se propone emitir 32.717.113.745 nuevas acciones de Enel Américas, o aquella otra cantidad que determine la Junta en función de lo anterior, todas las cuales quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas en la fecha en que la Fusión surta sus efectos. Las nuevas acciones que se emitan se destinarán íntegramente a el o los accionistas de EGP Américas, de acuerdo a la relación de canje que se establezca por la Junta, facultándose expresamente al Directorio para emitir las nuevas acciones producto del aumento de capital referido.

   Lo anterior es sin perjuicio de las capitalizaciones o ajustes que corresponda efectuar al capital social de conformidad a la ley, incluyendo la capitalización del mayor valor obtenido de la colocación de acciones acordadas emitir en junta extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2019.

   Los acuerdos de la Junta en relación a este punto quedarán sujetos al cumplimiento de todas y cada una de las condiciones suspensivas que se indican en el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión" y surtirán sus efectos en la fecha que, para estos efectos, se indica en dicho documento.

2) **Operación con Partes Relacionadas.** Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Fusión en cuanto Operación con Partes Relacionadas. Lo anterior, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que, desde antes o bien a partir de esta fecha, han quedado a disposición de los accionistas en el domicilio social (Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile y en el sitio web de Enel Américas (www.enelamericas.com).

26 de noviembre de 2020

El Directorio de Enel Américas S.A. acordó actualizar el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión" en lo referente al perfeccionamiento de las condiciones suspensivas para la materialización de la fusión y de la preservación del valor entre las sociedades que se fusionarán.

1 de diciembre de 2020

En relación a la operación de fusión mediante la cual Enel Américas absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquella las subsidiarias de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power (Italia) posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), la administración de la Compañía publicó en el sitio web www.enelamericas.com una presentación con información complementaria relativa a la operación propuesta, quedando esta a disposición de los accionistas y del mercado en general.

17 de diciembre de 2020

En comunicación remitida por nuestra matriz, Enel SpA informó que planea lanzar una oferta pública voluntaria para la adquisición de acciones y American Depositary Shares (ADS) de Enel Américas por hasta un máximo del 10% de su capital social actual (la OPA). La OPA se lanzaría por un precio de Ch$140 por acción (o su equivalente en dólares estadounidenses en el momento de la liquidación en el caso de los ADS).

La OPA ofrece a los accionistas la oportunidad de vender sus acciones a un precio superior a los Ch$109,79 por acción que, de conformidad con la ley, Enel Américas debe ofrecer a los accionistas que decidan ejercer su derecho de retiro con ocasión de la operación de fusión.

Según lo indicado por Enel SpA en la carta adjunta, la OPA no se lanzará si la fusión por incorporación de EGP Américas S.p.A. en Enel Américas y la modificación de los estatutos de Enel Américas no entran en vigencia antes del 31 de diciembre de 2021.

18 de diciembre de 2020

Mediante Junta Extraordinaria de Accionistas, los accionistas de la Sociedad aprobaron la fusión por incorporación de EGP Américas SpA (EGP Américas) en Enel Américas (la Fusión). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). Asimismo, la Fusión fue aprobada en cuanto operación con partes relacionadas regida por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas. Adicionalmente, se aprobaron todos los cambios estatutarios propuestos para viabilizar la Fusión, entre los cuales se cuenta la eliminación de los artículos correspondientes al Título XII del Decreto Ley 3.500 y particularmente la consistente en que un accionista no pueda concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas, con excepción de los referidos a la Política de Inversiones y Financiamiento que, a propuesta del Directorio, se mantienen. Las modificaciones estatutarias antes indicadas surtirán sus efectos conjuntamente con la Fusión.

La Fusión se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta, las cuales se detallan en los Términos y Condiciones de la Fusión colocado en la página web de la Sociedad: www.enelamericas.com. Una vez verificado el cumplimiento de las condiciones suspensivas aprobadas, Enel Américas y EGP Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales condiciones (la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión"), de la cual deberá dejarse constancia al margen de la inscripción social de EGP Américas y Enel Américas en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago. La Fusión tendrá efecto el primer día del mes siguiente a la fecha en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión, salvo que la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión se otorgue con posterioridad al 31 de marzo de 2021, en cuyo caso la fecha de efectividad de la Fusión será el día siguiente a la fecha del otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión.

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US$6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surta sus efectos. Para tales efectos, se entregarán 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de esta última, sin considerar fracciones de acciones. Por último, se comunica que de conformidad con lo establecido en el artículo 69 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, los accionistas disidentes del acuerdo de Fusión tendrán derecho a retirarse de Enel Américas, previo pago por ésta del valor de sus acciones.

21 de diciembre de 2020

En relación con la Fusión, la cual fue aprobada por los accionistas de Enel Américas en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2020, la Compañía informa que ha tomado conocimiento que EGP Américas SpA (EGP Américas), en Junta de Accionistas también celebrada el 18 de diciembre de 2020, ha aprobado la Fusión en los mismos términos que aquellos aprobados por los accionistas de Enel Américas S.A., según ha sido publicado en la página web de dicha sociedad.

El perfeccionamiento de esta transacción se efectuó el 1 de abril de 2021, fecha a partir de la cual se registrarán en los estados financieros, los efectos económicos descritos de los párrafos anteriores.

2

Gobierno Corporativo

Propiedad y Control

Estructura de Propiedad

El capital de la Compañía se divide en 76.086.311.036 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie, en que cada acción representa un derecho a voto, no existiendo acciones privilegiadas por parte del Estado.

Al 31 de diciembre de 2020, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel S.p.A.	49.456.102.073	65,00%
Administradoras de Fondos de Pensiones	10.907.561.581	14,34%
Otros accionistas locales	3.125.035.102	4,11%
Accionistas extranjeros	8.734.417.888	11,48%
ADS	2.581.827.078	3,39%
Otros accionistas	1.281.367.314	1,68%
Total	**76.086.311.036**	**100,00%**

Identificación de los Controladores

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta controlada directamente por Enel SpA, sociedad por acciones italiana, que, al 31 de diciembre de 2020, ostenta el 65% de las acciones emitidas por Enel Américas S.A.

Accionistas de Enel SpA	Participación
Ministero dell'Economia e delle Finanze de Italia	23,6%
Otros Inversionistas (Institucionales y Retail)	76,4%
Total	**100,0%**

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Doce Mayores Accionistas

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Américas tiene 23.255 accionistas. Los 12 mayores accionistas se detallan a continuación:

Nombre o Razón Social	Rut	Número de Acciones	Participación
Enel SpA	59.243.980-8	49.456.102.073	65,00%
Citibank N.A. según Circular 1375 C.M.F.	59.135.290-3	2.581.827.078	3,39%
Banco de Chile por cuenta de State Street	97.004.000-5	2.504.833.273	3,29%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000-K	2.386.461.833	3,14%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	2.338.437.167	3,07%
AFP Habitat S.A. para Fdo. Pensión C	98.000.100-8	1.596.185.658	2,10%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pensión C	76.265.736-8	1.167.229.051	1,53%
AFP Cuprum S A para Fdo. Pensión C	76.240.079-0	884.645.686	1,16%
AFP Habitat S A. Fondo tipo A	98.0001.00-8	844.386.193	1,11%
AFP Capital S.A Fondo de Pensión tipo C	98.000.000-1	844.161.718	1,11%
AFP Cuprum S. A Fondo tipo A	76.240.079-0	666.515.530	0,88%
Banco de Chile por cuenta de Citi N.A New York Clie	97.004.000-5	647.819.023	0,85%
Subtotal doce mayores accionistas	**-**	**65.918.604.283**	**86,64%**
Otros 23.243 accionistas	**-**	**10.167.706.753**	**13,36%**
Enel SpA	59.243.980-8	49.456.102.073	65,00%

No hay accionistas que pertenezcan a familias fundadoras de la Sociedad, así como tampoco al Gobierno o entidades estatales que mantengan acciones de la Compañía que superen el 5% de su propiedad.

Cambios de mayor importancia en la Propiedad

Durante el año 2020, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enel Américas fueron:

Nombre o razón social	Rut	N° de acciones al 31/12/2020	N° de acciones al 31/12/2019	Variación pp
Enel SpA	59.243.980-8	49.456.102.073	43.568.705.287	7,74
Citibank N.A. según circular 1375 C.M.F.	59.135.290-3	2.581.827.078	5.063.569.028	-3,26
Banco Itaú Corpbanca por cuenta de inversionistas extranjeros	97.023.000-9	273.386.918	3.826.905.816	-4,67
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	2.338.437.167	3.470.280.340	-1,49
Banco de Chile por cuenta de State Street	97.004.000-5	2.504.833.273	-	3,29
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	3.606.315.832	3.415.942.773	0,25
Banco Santander por cuenta de Inversionistas Extranjeros	97.036.000-K	2.386.461.833	2.746.735.699	-0,47
AFP Provida S.A.	76.265.736-8	2.263.094.030	2.395.480.947	-0,17
AFP Cuprum S.A.	76.240.079-0	2.230.720.025	2.041.715.525	0,25
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	1.835.064.313	1.775.188.309	0,08
JP Morgan Securities Inc.	47.009.201-7	-	1.354.774.697	-1,78
AFP Modelo S.A	76.762.250-3	570.290.984	664.919.210	-0,12
Banco de Chile por cuenta de Citi N.A. New York Clientes	97.004.000-5	647.819.023	653.683.355	-0,01
AFP Planvital S.A.	98.001.200-K	387.177.460	397.294.871	-0,01
Banco de Chile por cuenta de Citi London Client	97.004.000-5	221.228.245	322.252.105	-0,13
Banco Santander-HSBC Bank PLC London Client account	97.036.000-K	195.699.105	248.522.220	-0,07
Santander Corredores de Bolsa Limitada	96.683.200-2	234.595.271	197.920.567	0,05
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	240.317.514	193.658.585	0,06
BTG Pactual Chile S.A. C de B	84.177.300-4	177.884.921	136.785.866	0,05
Credicorp Capital SA Corredores de Bolsa	96.489.000-5	95.299.570	43.568.705.287	-0,02

Transacciones bursátiles de personas relacionadas

- Con fecha 11 de marzo de 2020, el Director Patricio Gómez Sabaini adquirió 60.000 ADS de Enel Américas en la Bolsa de Valores de Nueva York. El monto total de la transacción fue de Ch$417.944.220.

- Con fecha 16 de marzo de 2020, se adquirieron 15.217.262 ADS en el mercado estadounidense y posterior conversión a acciones locales, por un total de 760.863.100 acciones, traspasadas por Citibank, Banco Depositario de los ADS, a Enel SpA. El monto total de la transacción fue de Ch$124.495.008.000.

- Con fecha 16 de marzo de 2020, el Director Patricio Gómez Sabaini adquirió 40.000 ADS de Enel Américas en la Bolsa de Valores de Nueva York. El monto total de la transacción ascendió a Ch$238.046.503.

- Con fecha 20 de marzo de 2020, el Director Patricio Gómez Sabaini compró 50.000 ADS de Enel Américas en la Bolsa de Valores de Nueva York. El monto total de la transacción fue de Ch$251.670.700.

- Con fecha 14 de abril de 2020, Enel SpA adquirió mediante remate en la Bolsa de Comercio de Santiago, 2.492.146.691 acciones de la Compañía, correspondientes a un 3,28% de participación en el capital social. El monto total de la transacción ascendió al monto de Ch$336.489.646.219.

- Con fecha 11 de mayo de 2020, Enel SpA adquirió 8.065.149 ADS de Enel Américas S.A., representativos de 403.257.450 acciones de la Compañía, correspondientes a un 0,53% de participación en el capital social. El monto total de la transacción ascendió al monto de Ch$61.418.464.642.

- Con fecha 27 de mayo de 2020, Enel SpA adquirió 2.960.966 ADS de Enel Américas S.A., representativos de 148.048.300 acciones de la Compañía, correspondientes a un 0,2% de participación en el capital social. El monto total de la transacción ascendió al monto de Ch$14.154.945.338.

- Con fecha 10 de junio de 2020, Enel SpA adquirió 1.249.848.795 acciones de Enel Américas S.A., correspondientes a 1,64% de participación en el capital social. El monto total de la transacción fue de Ch$162.480.343.350.

- Con fecha 19 de junio de 2020, Enel SpA adquirió 182.607.100 acciones de Enel Américas S.A., correspondientes a 0,24% de participación en el capital social. El monto total de la transacción fue de Ch$22.460.673.300.

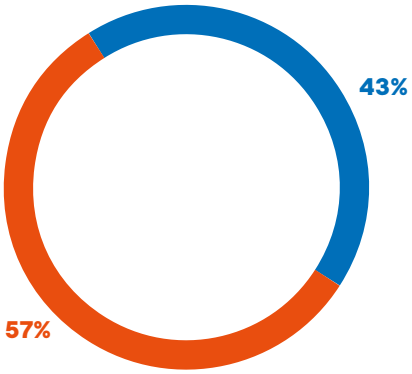
- Con fecha 17 de agosto de 2020, Enel SpA adquirió 13.012.507 ADS de Enel Américas S.A., representativos de 650.625.350 acciones, correspondientes a 0,86% de participación en el capital social. El monto total de la transacción fue de Ch$79.311.028.471.

Síntesis de comentarios y proposiciones del Comité de Directores y de los accionistas

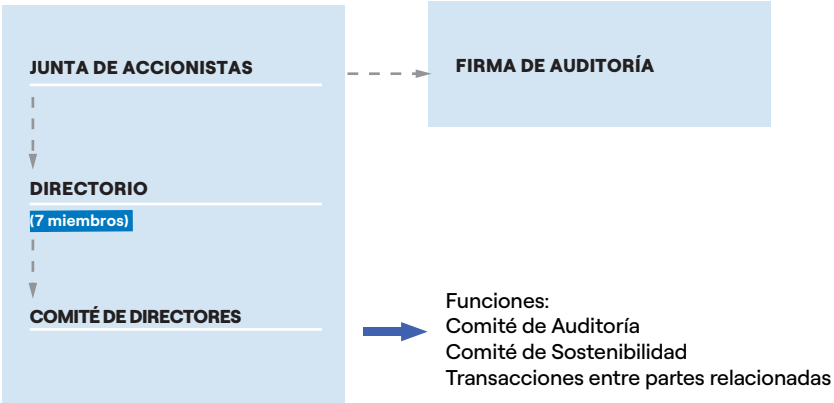
Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020, Enel Américas S.A. no recibió comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales, por parte del Comité de Directores o de accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

Estructura de Gobierno Corporativo

COMPOSICIÓN DIRECTORIO



INDEPENDIENTES NO EJECUTIVOS



(*) Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020 renunció al cargo de Director de la Compañía, y hasta la fecha, el Directorio no ha nombrado a un reemplazante, y de acuerdo con lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley N°18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que celebre la Compañía se deberá renovar la totalidad del Directorio.

Administración

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, quienes permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. Los Estatutos Sociales de la Compañía no contemplan la designación de Directores Suplentes y establecen que la Sociedad tendrá un Gerente General, que será designado por el Directorio y estará premunido de todas las facultades propias de un factor de comercio y de todas aquellas que expresamente le otorgue el Directorio. El cargo de Gerente General es incompatible con el de Presidente, Director, Auditor o Contador de la Sociedad.

Para mayor detalle revisar los Estatutos Sociales

Nominación

El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019. De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, si se produjere la vacancia de un Director, deberá procederse a la renovación total del Directorio en la próxima junta ordinaria de accionistas que deba celebrar la Sociedad y en el intertanto, el Directorio podrá nombrar un reemplazante. No se contempla la existencia de miembros suplentes. La Compañía, con antelación a la celebración de la junta de accionistas, publica en su página web los curriculum vitae de los candidatos a Directores para que los accionistas de la Compañía puedan informarse oportunamente sobre las capacidades, condiciones y experiencias de los candidatos.

Directorio

En la Junta Anual Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril 2019 se designa por un período de tres años al Directorio. A continuación se detalla la composición del Directorio [1] :

Directorio

P

PRESIDENTE
Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Documento de identidad: 05263174-S [*]
Nacionalidad: español
Fecha de nacimiento: 17 de febrero de 1965
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 30 de junio de 2015 [2]
Profesión: Licenciado en Derecho, Universidad Complutense de Madrid

D Directorio

DIRECTOR
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Documento de identidad: 79.312.642 [*]
Nacionalidad: colombiano
Fecha de nacimiento: 28 de abril de 1964
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 28 de abril de 2016
Profesión: Licenciado en Derecho, Universidad Colegio Mayor del Rosario (Colombia)

DIRECTOR
Sr. Enrico Viale
Documento de identidad: AU 2580379[*]
Nacionalidad: italiano
Fecha de nacimiento: 21 de septiembre de 1957
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 28 de abril de 2016
Profesión: Licenciado en Ingeniería, Universidad Politécnica de Turín
Otros estudios: MBA Escuela de Negocios, Universidad de Santa Clara

DIRECTOR
Sr. Hernán Somerville Senn
Documento de identidad: 4.132.185-7[*]
Nacionalidad: chileno
Fecha de nacimiento: 11 de febrero de 1941
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 29 de julio de 1999 [3]
Profesión: Abogado, Universidad de Chile
Otros estudios: Master of Comparative Jurisprudence, Universidad de New York
Presidente del Comité de Directores

DIRECTOR
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui
Documento de identidad: 6.989.304-K [*]
Nacionalidad: chileno
Fecha de nacimiento: 6 de abril de 1956
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 28 de abril de 2016
Profesión: Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Chile.
Otros estudios: MBA The Wharton School de la Universidad de Pennsylvania
Integra el Comité de Directores

DIRECTOR
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Documento de identidad: 16941675N[*]
Nacionalidad: argentino
Fecha de nacimiento: 25 de marzo de 1964
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 2019
Fecha de ingreso al Directorio: 28 de abril de 2016
Profesión: Licenciado en Administración de Empresas; George Mason University, Virginia
Otros estudios: Master en Administración de Empresas George Washington University, Washington DC
Integra el Comité de Directores

Nota: El detalle de la experiencia del Directorio se encuentra en la web corporativa de Enel Américas.

(1) El Sr. Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020 renunció al cargo de Director de la Compañía, y hasta la fecha, el Directorio no ha nombrado a un reemplazante, y de acuerdo con lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley N°18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que celebre la Compañía se deberá renovar la totalidad del Directorio.
(2) Inicialmente elegido como Director de Enersis Américas S.A., predecesora de Enel Américas S.A.
(3) Inicialmente elegido como Director de Enersis S.A., predecesora de Enel Américas S.A.
(*) Documento de identidad: para el caso de los sres. Acha y Viale corresponden a sus DI; para los sres. Sommerville y Cruzat se usó el Rut; para el sr. Vargas corresponde a la cédula de ciudadanía y para el sr. Gómez es el número de pasaporte.

Diversidad del Directorio (*)

Número de personas por género	
Femenino	0
Masculino	6
Total	**6**

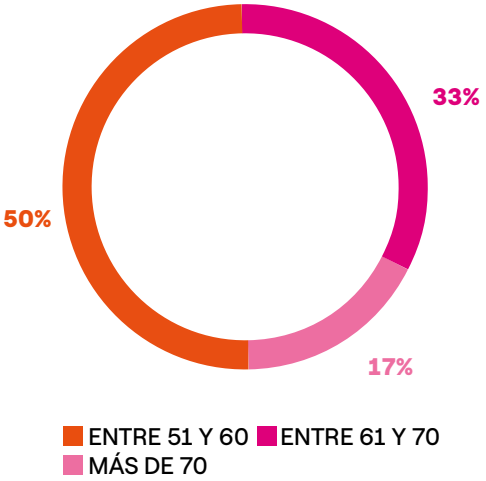
Número de personas por nacionalidad	
Chilena	2
Española	1
Argentina	1
Colombiana	1
Italiana	1
Total	**6**

Número de personas por rango de edad	
Entre 41 y 50 años	0
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70 años	2
Mayor a 70 años	1
Total	**6**

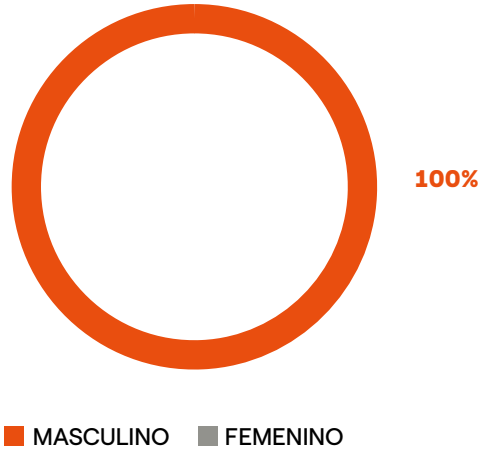
Número de personas por antigüedad	
Menos de 3 años	0
Entre 3 y 6 años	5
Más de 12 años	1
Total	**6**

(*) El Sr. Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020 renunció al cargo de Director de la Compañía, y hasta la fecha, el Directorio no ha nombrado a un reemplazante, y de acuerdo con lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley N°18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que celebre la Compañía se deberá renovar la totalidad del Directorio.

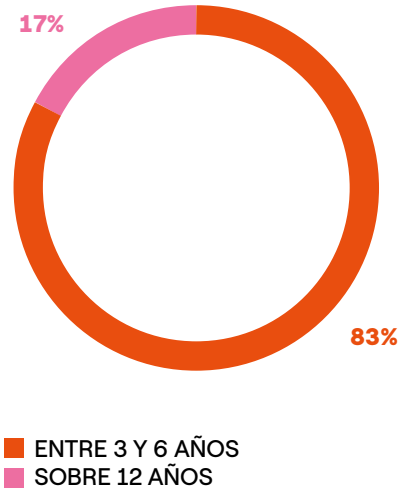
DIVERSIDAD DE EDAD



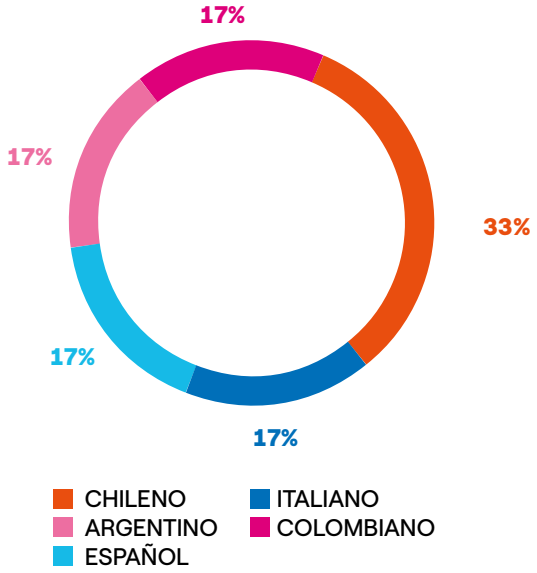
DIVERSIDAD DE GÉNERO



DIVERSIDAD DE ANTIGÜEDAD



DIVERSIDAD DE NACIONALIDAD



Directores Independientes

La normativa chilena no da una definición exacta de qué es un director independiente. Empero, el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 entrega los siguientes criterios para definir cuándo un director no es considerado independiente:

No se considerará independiente a quienes se hayan encontrado en cualquier momento dentro de los últimos 18 meses, en alguna de las siguientes circunstancias:

1) Mantuvieren cualquier vinculación, interés o dependencia económica, profesional, crediticia o comercial, de una naturaleza y volumen relevante, con la sociedad, las demás sociedades del grupo del que ella forma parte, su controlador, ni con los ejecutivos principales de cualquiera de ellos, o hayan sido directores, gerentes, administradores, ejecutivos principales o asesores de estas.

2) Mantuvieren una relación de parentesco hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad, con las personas indicadas en el número anterior.

3) Hubiesen sido directores, gerentes, administradores o ejecutivos principales de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido aportes, contribuciones o donaciones relevantes de las personas indicadas en el número 1).

4) Hubiesen sido socios o accionistas que hayan poseído o controlado, directa o indirectamente, el 10% o más del capital; directores; gerentes; administradores o ejecutivos principales de entidades que han prestado servicios jurídicos o de consultoría, por montos relevantes, o de auditoría externa, a las personas indicadas en el número 1).

5) Hubiesen sido socios o accionistas que hayan poseído o controlado, directa o indirectamente, 10% o más del capital; directores; gerentes; administradores o ejecutivos principales de los principales competidores, proveedores o clientes de la sociedad.

Bajo este criterio, son Directores Independientes en Enel Américas los sres. Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui.

Remuneración del Directorio y del Comité de Directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2020 acordó la remuneración que corresponde al Directorio y Comité de Directores de Enel Américas para el ejercicio 2020. La remuneración del Directorio consiste en una remuneración fija mensual. Se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone en 216UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento y 79,2UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 16 sesiones en total. La remuneración del Presidente del Directorio será el doble de lo que corresponda a un Director.

En el evento que un director de Enel Américas S.A. tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o asociadas, o se desempeñe como Director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación solo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus subsidiarias o asociadas no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como Directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas , o participadas en alguna forma, de Enel Américas S.A. Con todo, tales remuneraciones dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado previa y expresamente como un anticipo de la parte variable de su remuneración a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados por un contrato de trabajo.

La remuneración del Comité de Directores consiste en una remuneración fija mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone en 72UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento y 26,4UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 16 sesiones en total.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2020 fue de US$568.428 (Ch$449.581.577) y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO PARA EL PERÍODO 2020 (MONTO EN US$)

Nombre	Cargo	Retribución fija del Directorio	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias del Directorio	Retribución Fija del Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias del Comité	Total
Francisco de Borja Acha (1)	Presidente	-	-	-	-	-
José Antonio Vargas Lleras (1)	Director	-	-	-	-	-
Livio Gallo (1)	Director	-	-	-	-	-
Enrico Viale (1)	Director	-	-	-	-	-
Hernán Somerville Senn	Director	94.016	48.922	31.356	15.182	189.476
Domingo Cruzat Amunátegui	Director	94.016	48.922	31.356	15.182	189.476
Patricio Gómez Sabaini	Director	94.016	48.922	31.356	15.182	189.476
Total		**282.048**	**146.766**	**94.068**	**45.546**	**568.428**

(1) Los señores Francisco de Borja Acha B., José Antonio Vargas Ll., Livio Gallo y Enrico Viale renunciaron al pago de remuneración, por sus posiciones actuales como directivos en el grupo Enel SpA.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2019 fue de US$621.804 (Ch$436.900.981) y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO PARA EL PERÍODO 2019 (MONTO EN US$)

Nombre	Cargo	Retribución fija del Directorio	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias del Directorio	Retribución Fija del Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias del Comité	Total
Francisco de Borja Acha (1)	Presidente	-	-	-	-	-
José Antonio Vargas Lleras (1)	Director	-	-	-	-	-
Livio Gallo (1)	Director	-	-	-	-	-
Enrico Viale (1)	Director	-		-		-
Hernán Somerville Senn	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Domingo Cruzat Amunátegui	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Patricio Gómez Sabaini	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Total		**308.496**	**169.656**	**102.832**	**40.820**	**621.804**

(1) Los señores Francisco de Borja Acha B., José Antonio Vargas Ll., Livio Gallo y Enrico Viale renunciaron al pago de remuneración, por sus posiciones actuales como directivos en el grupo Enel SpA.

Gastos de asesorías del Directorio

Durante los años 2020 y 2019 el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Efectividad del Directorio

Reunión con Auditoría Interna

El Directorio se reúne trimestralmente con el área de Auditoría Interna para analizar el Plan de Auditoría Anual, realizar monitoreo de los planes de acción, examinar la efectividad del modelo de prevención de delitos implementado por la Sociedad de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N°20.393, además de otros asuntos que se detallan en la sección de Ética y Transparencia. Esta instancia permite analizar eventuales deficiencias en el Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos de la Compañía que puedan ser identificadas, así como revisar la implementación de las recomendaciones y planes de mejora para mitigar los riesgos inherentes a los procesos y operación.

Reunión con la Gerencia de Sostenibilidad

Enel Américas considera la transparencia de la información como la base de su información pública y comunicación al público interno y a los organismos internos de gobierno de la Compañía. Por esta razón adopta la práctica prevista en la Norma de Carácter General (NCG) N°385 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) relativa a la información que reportan las sociedades anónimas abiertas del mercado local en materias de gobierno corporativo, e incorpora la difusión de prácticas relacionadas con responsabilidad social

y desarrollo sostenible. En virtud de lo anterior, la función de sostenibilidad de la Compañía reporta trimestralmente al Directorio de la Compañía sobre los siguientes puntos:

Reunión con el área de Responsabilidad Social, Desarrollo Sostenible

El Directorio ha aprobado la Política de Sostenibilidad y la Política de Diversidad. Además, ha establecido procedimientos formales, que tienen por objetivo proveer anualmente al público de información respecto a las políticas adoptadas por la Sociedad en materia de responsabilidad social y desarrollo sostenible. En base a las políticas de Sostenibilidad y Diversidad se han definidos indicadores clave en materia de diversidad e inclusión, los cuales están reflejados en el informe que la función de sostenibilidad reporta trimestralmente al Directorio. En dicho informe se consideran indicadores de inclusión de género y de inclusión de discapacidades. Además, se informó al Directorio de que en términos de inclusión de discapacidades se desarrolló un programa transversal a todas las líneas de negocio y las subsidiarias de Enel Américas para identificar las barreras y los planes de integración. La iniciativa es el resultado de la adhesión de Enel al programa **Valuable 500**, coalición de empresas para eliminar las barreras a la inclusión de las discapacidades. Con metas e indicadores específicos, se mide, además, la inclusión de género dentro de la Compañía.

La Gerencia de Sostenibilidad presenta trimestralmente al Directorio:

a) Las tendencias de visitas a la página web del informe de sostenibilidad de la Compañía como valores absolutos y en correspondencia con hitos de interés público relevantes para la Compañía.

b) La aceptación de la información pública en función del posicionamiento de la Compañía en los diferentes índices y clasificaciones ASG, tales como DJSI (Dow Jones Sustainability Index), MSCI, FTSE4 Good, Sustainalytics, entre otros.

Política de Sostenibilidad: fue adoptada por la Compañía en 20 de diciembre de 2016 luego de la aprobación del Directorio. Esta política está publicada en la página web de Enel Américas.

Grupos de Interés

Enel Américas considera los grupos de interés al centro de su estrategia de negocio sostenible. Anualmente la Empresa desarrolla un análisis de materialidad el que se implementa en diferentes etapas. Los resultados de la matriz de materialidad se informan al Directorio y se publican en el Informe de Sostenibilidad y en la Presente Memoria Financiera.

Riesgos de sostenibilidad

Los riesgos en materia ambiental, social y de gobierno corporativo (ASG) están integrados en la matriz de riesgos de negocio y son reportados al Directorio por parte del área de Gestión de Riesgo.

Metas de sostenibilidad

Estas son definidas por indicadores claves a nivel anual o trienal. La Gerencia de Sostenibilidad reporta trimestralmente los avances de los indicadores respeto a las metas asignadas.

Indicadores de sostenibilidad

La Gerencia de Sostenibilidad presenta trimestralmente los resultados de los diferentes indicadores de negocio con que se mide el desempeño ASG de la Compañía. Estos indicadores están identificados de acuerdo al plan de sostenibilidad trienal, el que considera objetivos y metas de negocio enfocados en la transición energética, metas en el ámbito social con las personas que trabajan en la Compañía y las comunidades en las áreas en que operamos y, por último, los indicadores conexos con cuatro pilares que sustentan todo el negocio sostenible: cadena de proveedores sostenible, sostenibilidad ambiental, salud y seguridad laboral, y gobierno sólido. El Plan de Sostenibilidad 2020-2022 integró 27 indicadores de sostenibilidad para Enel Américas.

Reunión con la Gerencia con los Auditores Externos

El Directorio se reúne trimestralmente con los Auditores Externos, dando cumplimiento a la práctica voluntaria

contenida en la NCG N°385 de la CMF para examinar materias relativas al plan de auditoría y otros.

Asistencia a las sesiones del Directorio

El Directorio cuenta con un sistema de despacho electrónico, que permite a los Directores acceder de manera segura, remota y permanente a la documentación relativa a las sesiones de Directorio, la que es puesta a su disposición con una antelación mínima de tres días previos a cada sesión. Tiene también por objeto la gestión paperless de toda la documentación que se pone a disposición de los miembros del Directorio.

En relación a la asistencia a las sesiones de Directorio, durante 2020 se realizaron 17 sesiones de Directorio, las cuales tuvieron en promedio una asistencia del 88% por parte de los Directores. El porcentaje mínimo de asistencia a las sesiones ordinarias y extraordinarias del Directorio es del 75%. Del total de sesiones mencionado, dos fueron realizadas de modo presencial y 15 se celebraron de manera virtual.

Evaluación del Directorio

Anualmente, la Sociedad contrata la asesoría de un experto externo a la Compañía, quien prepara un informe para la detección e implementación de eventuales mejoras o áreas de fortalecimiento del Directorio de Enel Américas, a la luz de las prácticas recomendadas en la NCG N°385 de la CMF. La metodología para la confección de dicho informe considera en entrevistas realizadas a Directores, Gerente General, Fiscal, Gerente de Auditoría Interna y Auditores Externos de la Compañía, respecto al funcionamiento del Directorio, la preparación de las sesiones y los debates que se producen en las sesiones del mismo, entre otros temas relevantes.

Inducción del Directorio

La Compañía ha establecido un procedimiento de inducción a los nuevos Directores en aquellas materias que se consideran necesarias para el buen ejercicio de su cargo y que le permita una integración efectiva e informada al negocio social. La inducción consiste en la entrega al nuevo Director, de un set con documentación relevante:

- Copia actualizada de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores;
- Copia actualizada de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, del Reglamento de Sociedades Anónimas;
- Estatutos de la Compañía y sistema de poderes;
- Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado;
- Código Ético, del Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción;
- Actas de Directorio y de las Juntas de Accionistas, correspondientes a las respectivas sesiones ocurridas en los últimos 12 meses, entro otros.

El contenido de la documentación antes señalada incluye aquellas materias referentes al negocio, estrategias y riesgos que atañan a la Sociedad. De esta manera, el nuevo director tiene acceso a extensa información de la Sociedad y no solo a aquella que es más relevante.

El procedimiento de inducción para nuevos directores está disponible en la página web de la Compañía.

Capacitaciones del Directorio

La Compañía cuenta con un programa de capacitación permanente del Directorio, consistente en la realización de charlas cuyo calendario es aprobado anualmente por el Directorio, en las que se abordan, entre otras materias, temas sobre sostenibilidad, innovación e inversiones, con la participación de destacados expositores expertos en dichas materias. Alguno de los temas que se trataron durante el año 2020 se refieren a "Inversiones responsables", "Mercado de Bonos Verdes" e "Innovaciones: los mayores avances en Infraestructura y Redes, Generación y Servicios", entre otros. El calendario del programa de capacitación permanente del Directorio está disponible en la página web de la Compañía.

Visitas del Directorio a las instalaciones

Desde el año 2017, el Directorio ha puesto en práctica la realización de al menos dos visitas anuales a alguna dependencia o instalación del Grupo Enel, para conocer el estado y funcionamiento de esas dependencias e instalaciones y las principales funciones y preocupaciones de quienes se desempeñan en las mismas. Atendidas las circunstancias extraordinarias que se presentaron en 2020 con ocasión de la pandemia coronavirus COVID-19, las

visitas fueron realizadas en noviembre de forma virtual a las distintas instalaciones de la subsidiaria Enel Distribuição São Paulo, Brasil.

Mejoras en Prácticas de Gobierno Corporativo

Con el objeto de elevar más aún, los altos estándares que mantiene actualmente la Compañía en relación a las prácticas de gobierno corporativo, responsabilidad social y desarrollo sostenible, durante el año 2020 el Directorio de Enel Américas acordó la implementación de nuevas prácticas y procedimientos, respecto de aquellas contenidas en la Norma de Carácter General N°385 de la Comisión para el Mercado Financiero. En materias de sostenibilidad, estas se detallan en el Informe del Comité de Directores en el punto 15.

En lo que respecta a la relación de la Compañía con los accionistas y el público en general, el Directorio de Enel Américas, en sesión ordinaria de fecha 21 de septiembre de 2020, acordó aprobar un procedimiento que posibilita el desarrollo de las Juntas de Accionistas de la Compañía a través de sistemas virtuales o no presenciales, para que los accionistas puedan participar y votar a distancia, y asimismo al público en general, informarse en tiempo real de los acuerdos adoptados en las Juntas de Accionistas.

En cuanto a la identificación de nuevos talentos en la Compañía el Directorio ha acordado la implementación de programas de capacitación, gestionados por la Gerencia de Personas y Organización, destinados a detectar y capacitar nuevos talentos dentro de los profesionales de la Compañía, con el objetivo de desarrollar las capacidades, conocimientos y experiencias de los profesionales de Enel Américas, junto con potenciar futuros liderazgos.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2020, el Director Sr. Patricio Gómez Sabaini es propietario directamente de 150.000 ADS equivalentes a 7.500.000 acciones de Enel Américas S.A., adicionalmente el Director Sr. Hernán Somerville Senn es controlador de Inversiones Santa Verónica Limitada, la cual es propietaria de 6.689.400 acciones de la Compañía.

Comités

Comité de Directores

Dentro de Enel el liderazgo y la dirección de la Compañía se inspiran en las mejores prácticas internacionales. El Comité de Directores se preocupa y tiene como objetivo crear valor para todos los accionistas, en el mediano y largo plazo, considerando además la relevancia social de las actividades con las que el Grupo está comprometido.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Enel Américas S.A. cuenta con un Comité de Directores compuesto por tres miembros, que tienen las facultades y deberes contemplados en dicho artículo y los delegados por el Directorio que constan en el Reglamento del Comité de Directores.

Con fecha 29 junio de 2005, el Directorio de la Compañía creó un Comité de Auditoría, compuesto por tres directores que también eran miembros del Directorio, según lo exige la Ley Sarbanes-Oxley y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE. Posteriormente, con fecha 22 de abril 2010, en la Junta Extraordinaria de Accionistas, los Estatutos fueron modificados y el Comité de Auditoría se fusionó con el Comité del Directorio.

En sesión ordinaria de Directorio de fecha 30 de abril de 2019 fueron designados miembros del Comité de Directores los señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui, quienes cumplen con la definición del Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas y de la Sarbanes Oxley Act y legislaciones complementarias. Como Experto Financiero del Comité de Directores fue designado el señor Hernán Somerville Senn. Por su parte, en sesión ordinaria del Comité de Directores de fecha 30 de abril de 2019, el señor Hernán Somerville Senn fue designado Presidente del Comité de Directores y el señor Domingo Valdés Prieto, Secretario del mismo.

Con fecha 25 de junio de 2020, el Directorio de Enel Américas, con el objeto de mejorar aún más los altos estándares en las prácticas de gobierno corporativo en referencia a la gestión de la sostenibilidad y el posicionamiento entre

los inversionistas y analistas de sostenibilidad, acordó delegar funciones relativas a sostenibilidad al Comité de Directores, órgano íntegramente conformado por directores independientes, para que supervise y haga seguimiento a las materias relacionadas con sostenibilidad en la Compañía.

El Directorio delegó en el Comité de Directores, órgano que ya funciona con una estructura permanente y con un calendario definido y periódico, determinadas funciones relacionadas con la sostenibilidad, con el objetivo de que aquél apoye al Directorio con funciones de carácter propositivo y consultivo, en las evaluaciones y decisiones relativas a la sostenibilidad de la Compañía, supervisando y promoviendo el compromiso de sostenibilidad de Enel Américas S.A. Dentro de las funciones que se delegaron están, entre otras, las de revisar el Informe y el Plan de Sostenibilidad en forma previa a su aprobación definitiva por parte del Directorio. También supervisar la participación de la Compañía en los índices de sostenibilidad.

Informe Anual del Comité de Directores

El Comité de Directores sesionó 16 veces durante el año 2020. El promedio de asistencia de los directores a las sesiones del Comité de Directores en 2020 fue de 100%.

Durante el período 2020 el Comité de Directores ha abordado las materias de su competencia, dando cabal cumplimiento a las obligaciones dispuestas en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act de los Estados Unidos de América y demás normativa aplicable.

1. Estados Financieros Consolidados

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, por la unanimidad de los miembros del Comité, se declararon examinados los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, sus Notas Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular.

En sesión extraordinaria del 4 de mayo de 2020, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2020, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes.

También en sesión ordinaria de 30 de abril de 2020, el Comité de Directores declaró, por la unanimidad de sus miembros, examinados los Estados Financieros bajo IFRS que se habían incorporado en el Formulario 20-F a efectos que este pudiera ser presentado ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC), con el fin de cumplir con las normas y requisitos emanados de dicha autoridad pública.

En sesión ordinaria de 28 de julio de 2020, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2020, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como el informe de revisión limitada de auditoría de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 28 de julio de 2020, suscrita por don Nolberto Pezzati, socio de KPMG Auditores Consultores SpA.

En sesión ordinaria de fecha 4 de noviembre de 2020, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de septiembre de 2020, sus Notas, Estados de Resultados, Hechos Relevantes y el informe relativo a operaciones entre partes relacionadas elaborado por los auditores externos, así como la opinión de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 4 de noviembre de 2020, suscrita por don Nolberto Pezzati, socio de KPMG Auditores Consultores SpA..

2. Examen de servicios a ser prestados por Auditores Externos

En sesiones ordinarias de fechas 31 de marzo y 21 de septiembre, ambas de 2020, se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no fueran de auditoría externa recurrente, y se acordó declarar por la unanimidad de sus miembros, que no comprometían la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa prestadoras de servicios. Ello, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el Artículo 242, inciso final, de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores.

3. Examen de Operaciones entre Partes Relacionadas

Durante el ejercicio 2020, el Comité de Directores examinó las siguientes operaciones entre partes relacionadas:

i. En sesión de fecha 30 de abril de 2020, el Comité de Directores examinó la operación consistente en la estructuración y obtención de una nueva financiación para la Compañía, por un monto total de hasta US$300 millones, más gastos, comisiones e impuestos, a ser obtenido a través de contratos de créditos con distintos actores relevantes de la banca nacional e internacional. En dicha sesión de indicó que en lo que respecta al tramo a ser otorgado por Enel Finance International (EFI), por un total de hasta US$150 millones, esta corresponde a una operación con parte relacionada, toda vez que EFI es parte del mismo grupo empresarial y que aquella se enmarca dentro de la Política de Habitualidad de Enel Américas S.A.

ii. En sesión ordinaria del Comité de fecha 26 de noviembre de 2020 se examinó la operación consistente en la contratación de uno o más créditos bancarios, por un monto total de hasta US$1.000 millones, más gastos, comisiones e impuestos, a ser obtenido a través de contratos de créditos con distintos actores relevantes de la banca nacional e internacional. En dicha sesión se indicó que en lo que respecta al tramo a ser otorgado por Enel Finance International (EFI), por un total de hasta US$500 millones; esta correspondía a una operación con parte relacionada, toda vez que EFI es parte del mismo grupo empresarial y que aquélla se enmarca dentro de la Política de Habitualidad de Enel Américas S.A.

iii. En sesión ordinaria del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020, el Comité de Directores examinó la operación consistente en la suscripción de un contrato para el suministro por el uso de licencias y servicios software "Nasdaq" entre Enel Américas S.A., como receptora, y Enel SpA, como proveedora, por un monto de 13.600 Euros y por un plazo de un año, con la posibilidad de renovación por períodos iguales y sucesivos en forma automática; esta correspondía a una operación con parte relacionada, toda vez que Enel SpA es parte del mismo grupo empresarial y que aquélla se enmarca dentro de la Política de Habitualidad de Enel Américas S.A.

4. Supervisión y Evaluación de los Auditores Externos

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, el Comité acordó, por la unanimidad de sus miembros, calificar de razonable el trabajo de los Auditores Externos de la Compañía, EY Audit SpA, realizado durante el ejercicio 2019.

5. Informe de Auditores Externos sobre Giro Bancario y Correduría de Dinero

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, el Comité de Directores acordó por la unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe de Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos, EY Audit SpA, de fecha 26 de febrero de 2020. Se indicó, además, que, si bien la norma correspondiente emitida por la Comisión para el Mercado Financiero había sido derogada, la obligación legal de que ninguna sociedad que no haya sido formalmente autorizada por las autoridades públicas competentes puede invadir el giro privativo de los bancos o desarrollar la correduría de dinero, subsiste.

6. Examen de Carta de Control Interno Oficio Circular N°422 de la CMF

El Comité de Directores examinó esta materia en sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020. La Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 6 de diciembre de 2007, emitió el Oficio Circular N°422, que complementa la Circular N°980, del 24 de diciembre de 1990. Este Oficio Circular imparte instrucciones específicas respecto de los procedimientos de control interno, de manera que contempla la entrega de un informe provisorio y amplía el plazo señalado por la Circular N°980 para que los auditores externos entreguen un informe definitivo de control interno, indicando que podrán hacerlo llegar, a más tardar, hasta la fecha en que el Directorio tome conocimiento de los estados financieros correspondientes al 31 de diciembre de cada año. El Presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, precisó que se habían derogado las normas referidas, pero que no obstante la derogación mencionada, el Artículo 246 de la Ley de Mercado de Valores, entre otras materias, establece que a las empresas de auditoría externa les corresponde señalar al Directorio y al Comité de Directores, en su caso, las deficiencias que se detecten dentro del desarrollo de la auditoría externa en la adopción y mantenimiento de prácticas contables, sistemas administrativos y de auditoría interna, identificar las discrepancias entre los criterios contables aplicados en los estados financieros y los criterios relevantes aplicados generalmente en la industria en que dicha entidad

desarrolla su actividad, así como, en el cumplimiento de las obligaciones tributarias de la sociedad y la de sus subsidiarias incluidas en la respectiva auditoría externa; en consecuencia, se mantenía la necesidad de informar las situaciones de control interno detectadas por parte de EY. Señaló que, en cuanto a la oportunidad de su emisión, la derogación referida no había afectado los plazos que fija la NCG N°30 para la entrega de los Estados Financieros (EEFF) y, en tal sentido, se debía entender que el informe de control interno era parte de la información que debía entregarse por los auditores externos durante el primer trimestre de cada año con motivo de la revisión y aprobación de los EEFF anuales. Así, en sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de fecha 26 de febrero de 2020, preparada por EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA para dar cumplimiento a la normativa referida.

7. Examen por Auditores Externos de Materias Previstas en NCG N°385

En sesión ordinaria de 26 de febrero, 30 de abril, 28 de julio y 26 de noviembre de 2020, el Comité declaró examinadas, por la unanimidad de sus miembros, las materias contenidas en el numeral 1d) de la Norma de Carácter General N°385 de la CMF, según presentación realizada por los Auditores Externos, quienes destacaron que no se había producido ninguna de las hipótesis descritas indicadas en los acápites ii), iii) y v) del referido numeral.

8. Contrato de auditoría externa entre Enel Américas S.A. y KPMG Auditores Consultores SpA para ejercicio 2020

En sesión ordinaria de 28 de mayo de 2020, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinado y aprobado el contrato a suscribirse entre Enel Américas S.A. y los Auditores Externos KPMG Auditores Consultores SpA.

9. Proposición de Auditores Externos

En sesión ordinaria de 31 de marzo de 2020, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó, proponer al Directorio que se sugiriera a la Junta Ordinaria de Accionistas el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enel Américas, para el año 2020: 1° KPMG Auditores Consultores SpA; 2° Mazars Auditores Consultores SpA, 3° PKF Chile Auditores Consultores Ltda y 4° ARTL Chile Auditores Ltda. Los fundamentos considerados relevantes para proponer, en primer, lugar a KPMG como auditor externo de Enel Américas S.A. fueron los siguientes: (i) la propuesta de KPMG Auditores Consultores SpA es la más competitiva de acuerdo a la evaluación técnica y económica realizada; (ii) cuenta con una alta cualificación en la calidad de recursos disponibles y experiencia en el sector eléctrico; (iii) es una de las cuatro firmas de auditoría más importantes a nivel internacional y nacional; (iv) es la empresa auditora con mayor nivel de sinergia para Enel Américas S.A., ya que KPMG Auditores Consultores SpA es el auditor externo del controlador de Enel Américas S.A., Enel SpA.

10. Proposición de Clasificadores Privados de Riesgo

En sesión de ordinaria del 26 de febrero de 2020, el Comité de Directores acordó por la unanimidad de sus miembros, proponer al Directorio de la Compañía que fueran sugeridas en la junta de accionistas respectiva las empresas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada, a nivel nacional, y a las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Service y Standard & Poor's International Ratings Services, a nivel internacional, para el ejercicio 2020.

11. Análisis de denuncias al Canal Ético

En las sesiones ordinarias del 23 de enero, 25 de junio y 15 de diciembre, todas de 2020, el Comité de Directores emitió, por unanimidad de sus miembros, su parecer sobre el informe de denuncias presentado por el Gerente de Auditoría, que incluye todas las denuncias recibidas por medio del Canal Ético y que fueron objeto de análisis en cada período. El comité entrega orientaciones a seguir respecto a las medidas correctivas a implementar. También corresponde al Presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento de que, a su juicio, una denuncia así lo justifique. Durante 2020 no se realizaron sesiones extraordinarias relacionadas con este asunto.

12. Autoevaluación y revisión sobre control interno de la Compañía

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, el Comité de Directores examinó el informe definitivo de control interno referido al ejercicio 2019, preparado por la Administración de la Compañía.

13. Examen del sistema de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía

En sesión ordinaria de 25 de junio de 2020, el Comité de Directores declaró, por la unanimidad de sus miembros, examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía.

14. Propuesta de presupuesto del Comité de Directores para ejercicio 2020

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2020, el Comité de Directores aprobó por la unanimidad de sus miembros la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2020. Este consistiría en la suma de 10.000 Unidades de Fomento para fines de gastos de funcionamiento del referido Comité y de sus asesores. Asimismo, el Comité de Directores resolvió, por la unanimidad de sus miembros, someter la mencionada propuesta a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A., que se celebraría en abril de 2020, a fin de que esta resolviera en definitiva su determinación conforme a sus atribuciones.

15. Medidas en materia de Sostenibilidad

Con el objeto de mejorar más aún los altos estándares en las prácticas de gobierno corporativo en referencia a la gestión de la sostenibilidad, en sesión de Directorio de fecha 25 de junio de 2020 el Directorio de Enel Américas acordó delegar funciones relativas a sostenibilidad al Comité de Directores, con el objetivo de que aquel apoye al Directorio con funciones de carácter propositivo y consultivo, en las evaluaciones y decisiones relativas a la sostenibilidad de la Compañía, supervisando y promoviendo el compromiso de Enel Américas S.A. en estas materias.

16. Otros

En sesión ordinaria del 23 de enero de 2020 y por la unanimidad de sus miembros, se declararon examinados los pagos efectuados a los auditores externos por las empresas del Grupo Enel Américas a distintas firmas de auditoría externa durante el ejercicio 2019, distinguiendo al efecto entre los servicios de auditoría externa recurrentes de los no recurrentes y los servicios distintos de auditoría externa, concluyendo que estos no habían afectado la independencia ni la idoneidad de los mismos.

De esta forma, y según se da cuenta en este informe, el Comité de Directores ha dado cumplimiento cabalmente a las obligaciones dispuestas en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

Gastos del Comité de Directores

Comité de Directores no hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 30 de abril de 2020.

Otros Comités de Directores

La Compañía cuenta con planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos o situaciones de crisis, a través de la formación de comités ad-hoc, los que están conformados por personas expertas para afrontar la crisis o el evento que se trate.

Principales Políticas

Gobernanza como un pilar de la estrategia de Enel Américas

Integridad al centro

- Código Ético
- Política de Derechos Humanos
- Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción
- Global Compliance Program on Corporate Criminal Liability
- Modelo de Prevención de Riesgos Penales

Transparencia y privacidad de la información

- Política de Privacidad y Protección de la Información
- Estrategia Fiscal y Reporting

Medio ambiente, comunidad y colaboradores

- Política de Sostenibilidad y Relacionamiento Comunitario
- Política de Medio Ambiente
- Conservación de la Biodiversidad
- Política de Diversidad e Inclusión

Integridad al Centro

Enel Américas tiene como misión generar y distribuir valor en el mercado internacional de la energía, en beneficio de las necesidades de los clientes, de la inversión de los accionistas, de la competitividad de los países en los que opera y de las expectativas de todos aquellos que trabajan para la Empresa. Aspira a mantener y desarrollar una relación de confianza en todos los ámbitos en que realiza su labor.

Código Ético

Este código está construido bajo los principios generales respecto de las relaciones con los implicados, los valores de la Compañía y criterios de comportamiento. Estos proporcionan las directrices y las normas a las cuales se deben atener los colaboradores para respetar los principios y para prevenir el riesgo de comportamientos no éticos. Además, señala los mecanismos de implementación del sistema de control para su cumplimiento. Los principios y las disposiciones del Código Ético tienen como destinatarios a los miembros del Directorio, del Comité de Directores y de otros órganos de control de Enel Américas y de las demás sociedades del Grupo, además de los directivos, los empleados y los colaboradores vinculados a él por relaciones contractuales derivadas de cualquier título, también ocasionales o temporales. Este es aplicable a todas las empresas afiliadas o participadas y todos los proveedores y socios en el sentido que adopten una conducta conforme con los principios generales del presente Código. Su validez es tanto en Chile como en el extranjero.

Política de Derechos Humanos

Enel Américas considera el respeto a los derechos humanos como uno de sus principios rectores y un compromiso constante, expresado a través de su Política de Derechos Humanos. Es por esto por lo que la Compañía insta a todos sus colaboradores, contratistas, proveedores, comunidades y socios comerciales a adherir esta política. Esta refleja la adopción de la guía de las Naciones Unidas para "Proteger, Respetar y Remediar". La Compañía ha adoptado la Política de Derechos Humanos definida por el Grupo Enel, la cual se funda en ocho principios que ponen particular atención en potenciales conflictos o riesgos en las prácticas laborales y en el relacionamiento con la comunidad.

Plan de Tolerancia Cero con la corrupción (Plan TCC)

Enel Américas está adherida al Pacto Global de las Naciones Unidas y como parte de su compromiso con el décimo principio de este, cuenta con un plan para luchar contra la corrupción denominado "Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción" (Plan TCC).

Global Compliance Program on Corporate Criminal Liability

"Enel Global Compliance Program" o "EGCP" se ha concebido como una herramienta que permite reforzar el compromiso de la Compañía con los mejores estándares éticos, jurídicos y profesionales con objeto de aumentar y defender su reputación. A este efecto, define una serie de medidas preventivas orientadas a la responsabilidad penal en el ámbito empresarial.

Programa de Cumplimiento de la Normativa de Libre Competencia

A través del Manual de Libre Competencia, el programa brinda información y educación a los trabajadores de la Compañía, de modo tal de que los mismos puedan detectar oportunamente las situaciones de peligro y, de ese modo, evitar que las mismas se materialicen. Además del programa y del manual, se ha implementado una serie de instrumentos adicionales que dan paso a un programa activo de prevención, el que está alineado con sus políticas comerciales. En esta línea, la Compañía ha implementado: Manual de Libre Competencia; Canal de Consultas en materia de libre competencia; Guía de Riesgos y Conductas, Procedimiento de Auto-certificación de cada Gerencia; Programa de Capacitación en materia de Libre Competencia para los trabajadores de la Compañía; Programa de Monitoreo en materia de cumplimiento del Procedimiento de Auto-certificación; Procedimiento de comportamiento en caso de Dawn Raids o Redadas; Control interno respecto a la figura de "interlocking".

Modelo de Prevención de Riesgos Penales

El detalle del modelo se puede revisar en el subcapítulo "Ética e Integridad" que se encuentra en la página 44.

Estrategia fiscal

Transparencia fiscal; nosotros creemos fuertemente que la transparencia fiscal es otra dimensión importante de las finanzas sostenibles. La revelación de nuestra contribución fiscal en los países de Sudamérica en que operamos, en los sitios web de la Compañía, destaca la importancia que Enel Américas da a los temas fiscales, a su rol social y en general a la transparencia como factor que fomenta el desarrollo sostenible.

Transparencia y privacidad de la Información

Directrices de Gobierno Corporativo

Este documento establece los principios y las directrices en los que se fundamenta el gobierno corporativo de la Compañía.

Política General de Habitualidad

Fue aprobada en el Directorio de Enel Américas S.A. en sesión celebrada con fecha 28 de junio de 2017 y permite celebrar operaciones con partes relacionadas, sin cumplir los requisitos y procedimientos establecidos en los numerales 1 a 7 del artículo 147 de la Ley N°18.046.

Política de Control y Gestión de Riesgos de Enel Américas

Es el conjunto de decisiones que toma la Empresa para determinar cuáles son los límites aceptables de los niveles de riesgo inherentes a su actividad, dentro de los cuales debe inscribirse el desarrollo normal del negocio y las medidas apropiadas para la adecuada gestión, monitoreo y control de dichos riesgos

Manual de Manejo de Información

La transparencia y la honestidad son valores intransables dentro de la familia de Enel Américas. Actuar de buena fe, anteponiendo los intereses generales a los propios, es parte de la esencia de lo que se despliega en nuestro Manual de Manejo de Información de interés para el Mercado.

Otros protocolos

- Protocolo de Actuación en el Trato con Funcionarios Públicos y Autoridades Públicas.
- Protocolo de Aceptación y Ofrecimiento de Regalos, Obsequios y Favores.
- Procedimiento para Reemplazar al Gerente General y demás Ejecutivos Principales.

Medio Ambiente, Comunidad y Colaboradores

Enel Américas, como parte de su estrategia de gobierno corporativo, cuenta con principios, valores, políticas y procedimientos, que están destinados a propiciar la adecuada gobernabilidad de la Compañía.

Política de Biodiversidad

Esta política fue aprobada por el Directorio e identifica seis prácticas a implementar en el desarrollo de sus actividades. Dichas prácticas contribuyen y están en línea con estándares y principios internacionales descritos en el Convenio sobre la Diversidad Biológica (CBD) de la ONU, el Plan Estratégico para la Diversidad Biológica 2011-2020 de ONU y Metas Aichi para la Biodiversidad de CBD, así como otras estrategias nacionales e internacionales de biodiversidad. A través de esta la Compañía promueve el respeto al principio de "cero pérdidas netas", con una adecuada planificación de proyectos y evaluación ambiental preventiva (no net loss) de biodiversidad, evitando, reduciendo y/o compensando los impactos negativos sobre las especies y hábitats naturales relevantes, sea por su grado de protección, índices de representatividad y/o valor ecosistémico.

Política Medioambiental

El cuidado del medio ambiente y de los recursos naturales, así como la lucha contra el cambio climático y la contribución al desarrollo económico sostenible, son factores estratégicos en la planificación y operación de Enel Américas y sus subsidiarias, siendo parte de la visión del Grupo Enel el liderar la transición energética.

Política Ambiental, aprobada por los diferentes Directorios, se enmarca dentro de la política medioambiental del Grupo vigente desde 1996 y actualizada en el año 2018. La misma está basada en cuatro principios básicos:

- Proteger el medio ambiente mediante la prevención de los impactos.
- Mejorar y promover la sostenibilidad medioambiental de los productos y servicios.
- Crear valor compartido entre la empresa y sus grupos de interés.
- Adoptar y cumplir los compromisos voluntarios, promoviendo prácticas ambiciosas en la gestión medioambiental.

Política de Sostenibilidad y Relacionamiento Comunitario

El objetivo de esta política es declarar y hacer propios un conjunto de principios y directrices que aseguren una contribución real y eficaz en la gestión social, comunitaria, ambiental y económica, identificando y reconociendo los diversos perfiles culturales que existen en las comunidades, determinando los puntos de encuentro y las disrupciones de nuestra presencia, para construir mediante un proceso de diálogo, una visión compartida, o al menos puntos de vista compatibles, sobre el desarrollo del territorio en donde estemos o queremos estar presentes.

Política de Diversidad e Inclusión

Enel Américas está comprometida con el respeto y la promoción de los principios de la no discriminación arbitraria, la igualdad de oportunidades e inclusión son valores fundamentales en el desarrollo de sus actividades. En este sentido, la Compañía busca mejorar el ambiente laboral y hacer posible una mejor la calidad de vida en el trabajo, lo que conllevaría mejoras en sus resultados. Cuenta con una Política de Diversidad e Inclusión que tiene por objetivo definir los principios claves requeridos para difundir una cultura que ponga atención en la diversidad y que agregue su valor.

Administración de la Compañía

Organigrama

PD

PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
Francisco de Borja Acha Besga

CEO

ENEL AMÉRICAS S.A.
Mauricio Bezzeccheri (*)

E Ejecutivos

AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli (*)

ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Aurelio Bustilho de Oliveira (*)

PERSONAS Y ORGANIZACIÓN
Liliana Schnaidt Hagedorn

COMUNICACIONES
Carolina Ricke Hunting

FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto (*)

ENEL X SOUTH AMERICA
Simone Tripepi (*)

PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Francisco Miqueles Ruz (*)

(*) Ejecutivo principal

Equipo Ejecutivo de Enel Américas

Principales ejecutivos

Gerente General
Sr. Maurizio Bezzeccheri
Rut: 26.490.357-2
Nacionalidad: italiano
Profesión: Doctor "cum laude" en Ingeniería Química, Universidad de Nápoles; I+D Desarrollo de Generadores de Vapor; Calificación Profesional Oficial para el Ejercicio de Ingeniería
Fecha de nombramiento: 1 de agosto de 2018

Gerente de Auditoría Interna
Sr. Raffaele Cutrignelli
Rut 25.553.336-3
Nacionalidad: italiano
Profesión: Licenciatura en Negocios Internacionales
Nottingham Trent University (Reino Unido)
Master en Auditoría y Controles Internos
Universidad de Pisa (Italia)
Certificados en Estrategia, Innovación, Dirección y Liderazgo
Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT)
Fecha de nombramiento: 1 de octubre de 2016

Gerente de Administración, Finanzas y Control
Sr. Aurelio Bustilho de Oliveira
Rut 26.537.505-7
Nacionalidad: brasileño
Profesión: Administración de Empresas
Universidad de Brasilia
MBA de Universidad Federal Rio Janeiro/ COPPEAD
Fecha de nombramiento: 1 de octubre de 2018

Fiscal y Secretario del Directorio
Sr. Domingo Valdés Prieto (1)
Rut: 6.973.465-0
Nacionalidad: chileno
Profesión: Abogado,
Universidad de Chile
Master of Laws The University of Chicago (Estados Unidos de América)
Fecha de nombramiento: 30 de abril de 1999

Gerente de Planificación y Control
Sr. Francisco Miqueles Ruz (2)
Rut 10.560.169-7
Nacionalidad: chileno
Profesión: Ingeniero Comercial
Universidad Central
Fecha de nombramiento: 26 de febrero de 2020

Gerente Enel x South America
Sr. Simone Tripepi
Rut 25.067.660-3
Nacionalidad: italiano
Profesión: Ingeniero
Universita Degli studi di Roma "Tor Vergata"
Fecha de nombramiento: 29 de agosto de 2019

(1) También desempeña el mismo cargo en Enel Chile.
(2) Francisco Miqueles asumió el 26 de febrero de 2020 en reemplazo de Paolo Pescarmona.

Remuneración de los Ejecutivos Principales

Durante 2020, las remuneraciones y beneficios percibidos por el Gerente General y Ejecutivos Principales de la Empresa ascendieron a US$3.495 miles de retribución fija y US$155 miles en beneficios.

Durante 2019, las remuneraciones y beneficios percibidos por el Gerente General y Ejecutivos Principales de la Empresa ascendieron a US$2.255 miles de retribución fija y US$21 miles en beneficios

Estos montos incluyen tanto a gerentes y principales ejecutivos presentes al 31 de diciembre de cada año, como a los que dejaron la empresa a lo largo del ejercicio respectivo.

Beneficios para los principales ejecutivos

Como beneficio, la Empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y los miembros de su grupo familiar que se encuentren acreditados como cargas. Además, la Compañía mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento. En el año 2020, el monto fue de US$5.347, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico. Los bonos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Los beneficios en función de metas específicas del Gerente General, se pueden resumir gráficamente de la siguiente manera:

MACRO OBJETIVO	OBJETIVO	PONDERACIÓN	RANGO	TIPO DE META
RENTABILIDAD	UTILIDAD NETA AMÉRICA LATINA	21 %	120 % máximo	ECONÓMICA
EFICIENCIA	RESULTADO OPERACIONAL AMÉRICA LATINA	17 %	120 % máximo	ECONÓMICA
ADMINISTRACIÓN DE CAJA Y DEUDA	FONDO DE OPERACIONES AMÉRICA LATINA	13 %	120 % máximo	FINANCIERA
NEGOCIOS	DIGITALIZACIÓN AMÉRICA LATINA	17 %	120 % máximo	ASG
NEGOCIOS	INTERACCIONES EMERGENCIA COVID-19	15 %	120 % máximo	ASG
SEGURIDAD	SEGURIDAD EN EL LUGAR DE TRABAJO	17 %	120 % máximo	ASG
		~50%		

Indemnizaciones pagadas a los gerentes y principales ejecutivos

No se pagaron indemnizaciones por años de servicio durante la vigencia de 2020.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2020, el Registro de Accionistas indicaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía. No hay requerimientos para que el Gerente General y ejecutivos principales tengan valores emitidos por la empresa; lo que existe es obligación de informar las posiciones en dichos valores y transacciones en las mismas, tanto en la Ley de Mercado de Valores como en el Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado de la Compañía.

Principales Ejecutivos de Subsidiarias

Argentina

Enel Generación Costanera
Sr. Pablo Gutiérrez Cerezales
Ingeniero Industrial
Universidad Europea de Madrid

Enel Generación El Chocón
Sr. Daniel Garrido
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional

Edesur
Sr. Gianluca Palumbo
Licenciatura en Ingeniería Eléctrica
Universidad de los Estudios Federico II di Napoli

Central Dock Sud
Sr. Juan José Marcet
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional
Master en Administración de Empresas
Universidad de Palermo

Brasil

Enel Brasil
Sr. Nicola Cotugno
Ingeniero Mecánico
Università di Roma, La Sapienza

Enel Green Power Cachoeira Dourada
Sr. Fabio Destefani
Ingeniero Electricista
Universidad Federal Fluminense

Enel Generación Fortaleza
Sr. Raffaele Enrico Grandi
Licenciado en Ciencias Económicas
Universidad de Génova (Italia)

Enel Cien
Sr. Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Producción/Civil
Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro

Enel Distribución Rio
Sr. Artur Manuel Tavares Resende
Computer Engineer
Universidad Simón Bolívar/Venezuela

Enel Distribución Ceará
Sr. Charles de Capdeville
Ingeniero Electricista
Universidad de Santa Úrsula

Enel Distribución Goiás
Sr. José Luis Salas Rincón
Ingeniero Electricista
Universidad Rafael Urdaneta

Enel Distribución São Paulo
Sr. Max Xavier Lins
Ingeniero Electricista
Universidad Federal de Pernambuco

Colombia

Emgesa
Sr. Marco Fragale
Ingeniero Mecánico
Politécnico de Milán

Codensa

Sr. Francesco Bertoli
Ingeniero Mecánico
Universidad de Brescia

Perú

Enel Distribución Perú

Sr. Simone Botton
Ingeniero Electricista
Universidad de Bologna – Roma

Enel Generación Perú

Sr. Rigoberto Novoa Velásquez
Ingeniero Mecánico Eléctrico
Universidad Nacional de Ingeniería – Lima

Comités de Ejecutivos

Desde el año 2015 la Compañía cuenta con un Comité de Riesgos, el cual tiene como finalidad definir la estructura y procesos de los gobiernos de los riesgos, en la detección, cuantificación, monitoreo y comunicación al directorio los riesgos relevantes de índole financiera y aquellos referidos a commodities, estado de deudas comerciales y crédito de la Sociedad. El Comité de Riesgos está compuesto por: (i) el Gerente General de Enel Américas, como Presidente del mismo; (ii) el Gerente de Administración Finanzas y Control y (iii) el Gerente de Planificación y Control. Este comité reporta directamente al Directorio.

Ética e Integridad

Trabajamos todos los días para mejorar la calidad de vida en el planeta

En el Grupo Enel compartimos los mismos objetivos, visión y compromiso. La marca Enel es un signo visible de nuestra identidad global unificada, en todas las latitudes, en todo el mundo y en Enel Américas no somos uno más, somos parte de Enel y de esta nueva forma de gestionar la energía, una tarea que se alcanzará de la mano de sus valores: confianza, responsabilidad, innovación, proactividad.

Modelo de Prevención de Riesgos Penales

El valor de la transparencia y actuaciones éticas son parte integral de los valores que construyen confianza y responsabilidad con todos sus grupos de interés.

Conducta Ética y Modelo de Prevención de Riesgos Penales

Enel Américas está plenamente comprometida con el cumplimiento de sus normas y conductas éticas, y la legislación vigente en cada uno de los países donde opera, tanto en sus relaciones internas como externas con otros grupos de interés.

La Compañía y sus subsidiarias cuentan con un **Código Ético**, aprobado por sus Directorios, por medio del cual orientan las actuaciones de los Directores, ejecutivos y colaboradores, y contratistas. El código y los principales documentos que enmarcan la cultura ética de la Compañía son entregados a los colaboradores, Directores, proveedores y contratistas, además de ser publicados a nivel interno y en la página web, con el fin de que todos los grupos de interés puedan acceder fácilmente a sus contenidos.

La Compañía se acoge de manera estricta a la Ley de Sociedades Anónimas, la cual establece dentro de sus criterios la independencia e inexistencia de conflictos de interés.

El **Modelo de Prevención de Riesgos Penales (MPRP) de la Compañía** se construye a partir del Código Ético, el Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción y el Enel Global Compliance Program.

El **Directorio es el organismo encargado de supervisar el cumplimiento** de las normas éticas y la prevención de riesgos penales en la empresa, tarea cuyo seguimiento y gestión delega a la Gerencia de Auditoría Interna. Así, el Directorio aprueba los documentos que componen el sistema de cumplimiento, incluido el Modelo de Prevención de Riesgos Penales, apoyándose en el Encargado de Prevención de Delitos para su implementación.

El **Encargado de Prevención de Delitos** cuenta con la necesaria autonomía organizacional, empoderamiento y recursos para el adecuado desarrollo de sus funciones. Periódicamente el Directorio evalúa y monitorea la implementación y mejora de los programas a nivel de los procesos de la Empresa, por medio de las sesiones donde el Encargado de Prevención de Delitos reporta las principales actividades relacionadas con su ejecución y correcto funcionamiento.

Enel Américas cuenta con la **certificación externa al Modelo de Prevención de Riesgos Penales** obtenida en 2020, donde un externo autorizado por la Comisión del Mercado Financiero acreditó y evaluó de manera objetiva el sistema de prevención adoptado e implementado por la Empresa frente a los requerimientos de la Ley N°20.393. La certificación fue otorgada por dos años (hasta mediados de 2022), período en el cual Enel Américas es objeto de evaluación constante.

Esta certificación abarca los delitos incorporados en la Ley Chilena N°20.393 en 2018 y 2019, resaltando delitos de corrupción entre particulares, administración desleal, negociación incompatible, apropiación indebida, pesca ilegal, contaminación de aguas, actividades con productos en veda y actividades con recursos pesqueros escasos sin acreditación de origen legal.

Se destaca que durante 2020 el Directorio, la alta administración y las demás áreas de la organización completaron la revisión y adecuación del Modelo de Prevención de Riesgos Penales, considerando las modificaciones realizadas a la ley entre 2018 y 2019.

Además, este trabajo fue coordinado por el Encargado de Prevención de Delitos, logrando la actualización de riesgos y controles específicos bajo el alcance del Modelo de Prevención de Riesgos Penales con todas las áreas y procesos de la Empresa, contando con el soporte de expertos externos en el tema y del área Legal de la Compañía.

Todas las subsidiarias de Enel Américas mantienen también un programa de cumplimiento en línea con las prácticas de la Compañía, incluyendo los requerimientos normativos específicos de cada uno de los países. En aquellas sociedades que no se controlan directamente, negocios conjuntos, empresas relacionadas o proveedores y contratistas, se fomenta el desarrollo de normativa y políticas locales que estén alineados a la legislación local y a los estándares de Enel Américas.

En 2020, Enel Américas y sus subsidiarias también mantuvieron vigente y operando su plan de comunicaciones y su plan de formación, que están orientados a divulgar los principales aspectos del programa de cumplimiento y a fortalecer la cultura de los colaboradores y proveedores. Dentro de estos planes se consideran actividades internas y externas, incluyendo inducciones a los nuevos ingresos de la Compañía, donde reciben entrenamiento específico sobre el sistema de cumplimiento de Enel Américas.

Un importante hecho en 2020, fue la obtención de la certificación ISO37001 Sistema de Gestión Antisoborno en las principales subsidiarias de Brasil (Enel Brasil, ED Ceará, ED Rio de Janeiro, ED Goiás, ED Sao Paulo, Enel X Brasil, CIEN, y CGTF) y en Perú (Enel Generación Piura, Chinango S.A.C. y Enel X Perú S.A.C.). Estas sociedades se unen a la certificación de Enel Américas (obtenida en 2018) y a las subsidiarias que ya han sido certificadas en Colombia, Argentina y Perú entre 2018 y 2019.

En 2020, Enel Américas y sus subsidiarias realizaron 182 formaciones donde participaron más de 12.200 personas, focalizadas en la prevención de la corrupción y conductas no éticas, el **uso del Canal Ético, el Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001** y en general sobre el conocimiento del sistema de cumplimiento de la Compañía.

Un evento destacado de 2020 fue la Semana de la Ética en Chile, escenario completamente online donde se resaltó el compromiso de los trabajadores, gerentes, proveedores y directores frente a la transparencia, focalizado en particular en la relación de los programas de cumplimiento con el Gobierno Corporativo y la Sostenibilidad. Los eventos de la semana contaron con reconocidos invitados externos en Chile y en la región.

Adicionalmente, en cada país de la región se realizó la Semana de la Ética a nivel local, contando con eventos de formación, actividades de comunicación y sesiones

específicas de refuerzo de los valores, de la transparencia y del Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001, dirigidas a todos los trabajadores, gerentes, directores y proveedores.

Finalmente, se destaca que durante 2020 Enel Américas tuvo otros escenarios de participación y colaboración con stakeholders y sociedad civil, como Chile Transparente, Fundación Generación Empresarial, Alliance for Integrity, Instituto Ethos, Secretaría de Transparencia de Colombia, Asociación Argentina de Ética y Compliance, entre otras organizaciones, con el propósito de compartir experiencias y promover mejores prácticas aplicadas en la Compañía y fuera de ella, en materia de probidad, cultura organizacional, prácticas de ética y transparencia en los negocios.

10 REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES

Prevención del Soborno y Corrupción

Sistema de Gestión Antisoborno

Está en cumplimiento con el décimo principio del Pacto Mundial, bajo el cual las compañías se comprometen a combatir la corrupción en todas sus formas, incluida la extorsión y el soborno.

Enel Américas aporta al cumplimiento de este compromiso por medio de la aplicación y mantenimiento de los pilares del Sistema de Gestión Antisoborno, de acuerdo al estándar ISO37001. Este especifica una serie de medidas y mejores prácticas para ayudar a las organizaciones a prevenir, detectar y enfrentar el soborno, junto con cumplir compromisos voluntarios asumidos por Enel Américas.

En la Compañía este sistema se enfoca en identificar riesgos y diseñar, ejecutar y mejorar controles y estándares de comportamiento en operaciones consideradas de riesgo, como negociaciones y ejecución de contratos con terceras partes, participación en licitaciones públicas y privadas, gestión de recursos financieros, gestión de regalos y hospitalidades, procesos de selección de personal, mecanismos de incentivos a la gerencia, entre otras.

Este Sistema de Gestión Antisoborno es parte del Programa de Cumplimiento de Enel Américas, donde el Directorio es su máximo órgano de gobierno y que, junto con la Alta Dirección de la Compañía, promueven la prevención de cualquier tipo de soborno en las actividades y operaciones diarias.

La certificación ISO37001 fortalece la confianza de los grupos de interés hacia Enel Américas, que en 2018 se convirtió en la primera empresa multinacional sudamericana que cotiza en la bolsa de Nueva York en obtener tal certificación.

Como parte del compromiso de Enel Américas de implementar las mejores prácticas a nivel mundial, durante 2020 Enel Américas, junto con sus subsidiarias Edesur (Argentina), Codensa y Emgesa (Colombia), y Enel Distribución Perú y Enel Generación Perú mantuvieron su certificación de Sistema de Gestión Antisoborno bajo el estándar internacional ISO 37001: 2016.

En este mismo período las subsidiarias de Brasil (Enel Brasil, ED Ceará, ED Rio de Janeiro, ED Goiás, ED Sao Paulo, Enel X Brasil, CIEN, y CGTF) y Perú (Enel Generación Piura, Chinango S.A.C. y Enel X Perú S.A.C.) obtuvieron por primera vez la certificación ISO 37001 Sistema de Gestión Antisoborno.

Enel Américas ha participado en diversos escenarios nacionales compartiendo su experiencia en la implementación de esta relevante certificación, así como el despliegue hacia sus subsidiarias.

Canales de Denuncias

Canales de denuncias, protección de la confidencialidad

La Compañía cuenta con un Canal Ético, regido por la política de whistleblowing, el cual ha sido debidamente comunicado a los trabajadores de la Empresa. Este canal es extensivo a los trabajadores, contratistas, proveedores, clientes, comunidades y demás partes interesadas. Las denuncias son posteriormente investigadas por la Gerencia de Auditoría y reportadas al Comité de Directores.

Gestión del Canal de Denuncias

El canal de denuncias es gestionado por la Gerencia de Auditoría Interna, pero es administrado externamente. Permite denunciar anónimamente conductas irregulares, contrarias a los principios del Modelo de Prevención de Riesgos Penales, al Código Ético o bien otras temáticas relativas a la contabilidad, el control, la auditoría interna, o delitos como lavado de activos, financiamiento del terrorismo, cohecho, corrupción entre particulares, receptación, apropiación indebida, negociación incompatible, delitos ambientales, entre otros.

Este canal está regido por la **Política Global N°107 *Whistleblowing***, que garantiza anonimato, protección al denunciante contra represalias y protección contra denuncias de mala fe.

Este canal de denuncia es extensivo a los colaboradores, contratistas, proveedores, clientes, comunidades y demás partes interesadas, manteniendo acceso disponible por medio telefónico, presencial y digital a través de la intranet y de la página web de la Compañía.

En el período gran parte de la gestión de comunicaciones y formación se enfocó en potenciar el uso del Canal Ético a través de publicaciones y formaciones, donde se mostró su utilidad y forma de uso a los colaboradores. También se potenció su conocimiento en eventos dirigidos a proveedores por medio de comunicados y charlas.

Durante 2020, el Canal Ético recibió un total de 93 denuncias bajo el ámbito de Enel Américas y sus subsidiarias relacionadas con el Código Ético. Sobre estas denuncias se evidenciaron 21 infracciones de carácter no significativo –todas debidamente gestionadas- al Código Ético de la Compañía, en materias de gestión de contratos y conflictos de interés. Enel Américas no tuvo ningún caso confirmado de corrupción y soborno contra la Compañía en los últimos cuatro años.

KPI	UM	2020	2019	2018	2017	2019-2020	%
Denuncias recibidas[1]	n.	93	110	93	68	-17	-15,5%
Incumplimientos relativos a episodios de	**n.**	**21**	**25**	**13**	**21**	**-4**	**-16,0%**
Conflicto de interés/Corrupción [2]	n.	2	4	3	3	-2	-50,0%
Uso indebido de activos	n.	12	7	6	12	5	71,4%
Clima laboral	n.	7	11	3	5	-4	-36,4%
Comunidad y sociedad	n.	0	0	0	0	0	0,0%
Otras motivaciones [3]	n.	0	3	1	1	-3	-100,0%

(1) Durante 2020 hubo una ligera reducción de los reportes relacionados con potenciales incumplimientos al código ético.
(2) La corrupción consiste en el abuso de poder con finalidad de beneficios privados y puede ser realizado por individuos del sector público o privado. Se interpreta incluyendo prácticas de corrupción como sobornos, extorsión, colusión, conflictos de interés y lavado de activos. Relativo a los incumplimientos se tomaron acciones sancionatorias y disciplinarias a dos trabajadores de las filiales de Enel Américas de acuerdo a los reglamentos internos de cada sociedad.
(3) Otra motivación se refiere a debilidades de control en procesos técnicos o incumplimientos relacionados con contratistas

¿DÓNDE DENUNCIAR?

Web corporativa

https://www.enelamericas.com/es/inversionistas/a201609-canal-etico.html

INTERNET

Canal ético directo

https://secure.ethicspoint.eu/domain/media/es/gui/102504/index.html

Presencial o escrito

Enel Américas
Gerencia de Auditoría Interna, Santiago, Santa Rosa N°76, Piso 9.

Auditoría y Control Interno

El **Sistema de Control Interno y de Gestión de Riesgos** (SCIGR) agrupan un conjunto de políticas, reglas, procedimientos y estructura organizativa que permiten que los principales riesgos corporativos existentes en la Compañía sean **identificados, medidos, gestionados y monitoreados**. Estos sistemas toman en cuenta las recomendaciones del Marco Integrado para Control Interno, modelo emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Los sistemas también garantizan la trazabilidad de las actividades de identificación, evaluación, gestión y monitoreo de riesgos, considerando tres distintos tipos de actividades:

Primer nivel de control

Primer nivel de control: consta de todas las actividades de control que las unidades operativas de la Compañía realizan en sus procesos para asegurar que las operaciones se ejecutan adecuadamente.

Segundo nivel de control

Segundo nivel de control: están asignados a funciones corporativas específicas y apuntan a gestionar y monitorear ciertas tipologías de riesgos.

Tercer nivel de control

Tercer nivel de control: actividades de auditoría interna que tienen por objetivo verificar la estructura y funcionamiento del sistema de control interno y de gestión de riesgos, incluyendo el monitoreo de controles de primer y segundo nivel.

Auditoría

El Sistema de Control Interno y de Control de Riesgos, y su alineamiento con el modelo de negocios, constituye uno de los principales factores de éxito de Enel Américas y sus subsidiarias.

La Gerencia de Auditoría Interna es responsable de asegurar de manera objetiva e independiente, la eficiencia y eficacia del Sistema de Control Interno y de Gestión de Riesgos. Debido a su naturaleza, reporta directamente al Directorio al menos trimestralmente; incluyendo cualquier eventual deficiencia grave que se hubiere detectado o eventuales situaciones irregulares que deban ser reportadas a los organismos fiscalizadores u otros competentes o que afecten la situación judicial de la Compañía.

Esta Gerencia realiza procesos de auditoría para evaluar periódicamente –bajo la óptica risk based– el desempeño de las operaciones de la Compañía, determinando áreas de mejora y facilitando –junto con los process owner– planes de acción para fortalecer el Sistema de Control Interno, minimizar la ocurrencia de irregularidades o eventuales fraudes que puedan afectar a la Empresa. Los resultados de cada auditoría, y el seguimiento de la implementación de los planes de acción, son reportados periódicamente al Directorio que supervisa de manera directa la adecuada ejecución de las acciones de mejora.

Cada auditoría incluye actividades de control asociadas al Modelo de Prevención de Riesgos Penales (MPRP), que contiene los requerimientos del Modelo de Prevención de Delitos de la Ley N°20.393, que rige a Enel Américas como empresa basada en Chile y que fomentan la adopción de mejores prácticas internacionales para prevenir y detectar potenciales riesgos de ilícitos, fraudes y cualquier acción que pueda estar en conflicto con los principios éticos del Grupo Enel. Esta metodología de trabajo también es aplicada en las subsidiarias de Enel Américas, considerando las particularidades locales en cuanto a normativa aplicable y al contexto particular de cada país donde la Compañía opera.

En 2020, el Gerente de Auditoría y Oficial de Cumplimiento reportó al Directorio en las sesiones de enero, febrero, marzo, junio, septiembre y diciembre para reportar todos los asuntos anteriormente indicados, además de la gestión del Canal Ético.

3

Estrategia y Gestión de Riesgos

Entorno Macroeconómico

Macrocontexto

El escenario macroeconómico internacional en 2020 estuvo marcado por la pandemia COVID-19, que generó una desaceleración económica a nivel global y cambios significativos en las perspectivas económicas. La economía estadounidense se contrajo 3,4%, solo comparable con la caída de 2009 durante la crisis financiera. El Sistema de Reserva Federal de los Estados Unidos (Fed) redujo la tasa de interés al inicio de la pandemia, cerrando el año en un 0%. La misma tendencia se puede observar en Sudamérica, donde la pandemia afectó fuertemente las economías de los distintos países, terminando 2020 con un retroceso de 7,2%.

Argentina

Argentina experimentó una caída del PIB de 10,5%, con un desempeño marcado por la pandemia COVID-19, que provocó una desaceleración generalizada de la economía. Además, el año estuvo marcado por la reestructuración de su deuda en moneda extranjera, junto con una alta inflación de 36,1% y una tasa de interés referencial de 55%.

Brasil

El PIB de Brasil se redujo un 4,6% el año 2020, producto de los efectos de la pandemia COVID-19 en la economía. Junto a esto, el real brasileño registró una fuerte devaluación, llegando a BRL5,1967 por dólar al cierre del año. Los efectos de la pandemia también se vieron reflejados en un aumento del desempleo, llegando a 13,4%, una inflación de 4,5% y una tasa de interés que se ubicó en su mínimo histórico de 2%.

Colombia

La economía colombiana sufrió un retroceso de 7,2% del PIB, producto de la pandemia y de los menores precios del petróleo a nivel global. Junto a esto, se observó una inflación de 1,6%, un aumento del desempleo a 15,9%, y una baja de la tasa de interés a su mínimo histórico de 1,75%.

Perú

La pandemia tuvo un fuerte efecto en la economía peruana, con una contracción de 12%, en gran medida impactada por las cuarentenas que afectaron a la actividad minera del país. Al igual que el resto de los países de la zona, Perú vio un aumento del desempleo, cerrando el año en 12,8%, y con su tasa de interés llegando a un mínimo histórico de 0,25%.

Entorno Regulatorio por País

Descripción del Sector Industrial

Enel Américas y sus sociedades subsidiarias y sociedades de control conjunto participan en la generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica en cuatro países. Cada uno de estos posee un marco regulatorio, matrices energéticas, empresas participantes y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resume los principales cuerpos legales que regulan la actividad, la estructura de mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes de cada uno de los países en los que opera la Compañía.

Marco regulador de la industria eléctrica en Argentina

Sinopsis y estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM argentino) hay cuatro categorías de agentes locales (empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes) y dos agentes externos (empresas comercializadoras de generación y empresas comercializadoras de demanda), que están autorizados para comprar y vender electricidad y productos relacionados. El ente autónomo argentino a cargo de la operación del MEM es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Generación

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado, a un precio establecido por el regulador. En febrero de 2017 se dictaron nuevas directrices sobre la remuneración de las centrales de generación existentes, centradas en los incentivos que facilitan la disponibilidad de centrales eléctricas. En febrero de 2019 se actualizaron los valores de la remuneración determinados en la Resolución 1/2019. Además, se introdujo un cambio en la metodología utilizada para determinar la potencia real disponible para los generadores hidroeléctricos. En febrero de 2020, la Resolución 31/2020 sustituyó a la Resolución 1/2019 y define una remuneración mínima para la electricidad por tecnología y escala según su disponibilidad

Transmisión

El sector de la transmisión es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesto por varias empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alta tensión, y ocho concesionarias operan y mantienen las instalaciones de media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes. Los sistemas de transmisión interconectados internacionales también requieren de concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía Eléctrica argentina (SEE). Las empresas de transmisión están autorizadas para cobrar distintos peajes por sus servicios.

Distribución

La distribución es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesta por empresas a las cuales el Estado argentino ha otorgado concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar electricidad a los clientes finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con la empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora. Las empresas distribuidoras tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al llamado "precio estacional", definido por la SEE argentina como el máximo costo de la electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados. Existen dos áreas de distribución de electricidad en el área del Gran Buenos Aires sujetas a concesiones bipartitas entre la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires; estos concesionarios son Edesur (nuestra filial) y Edenor (una empresa no relacionada). Las áreas de distribución local están sujetas a concesiones otorgadas por las autoridades provinciales o municipales. Sin embargo, todas las empresas de distribución que actúan en el MEM argentino deben operar de acuerdo con sus reglas.

Clientes

Los clientes regulados son aquellos abastecidos por las empresas distribuidoras a tarifas reguladas que demandan hasta 30 kW de potencia; los clientes no regulados son aquellos que demandan al menos 30 kW de potencia instalada. Los clientes no regulados se clasifican en tres categorías: grandes clientes mayores, grandes clientes menores y grandes clientes privados. Cada una de estas categorías tiene diferentes requerimientos en cuanto a las compras de su energía demandada. Por ejemplo, los grandes clientes mayores deben comprar el 50% de su demanda mediante contratos de suministro y el resto, en el mercado spot, mientras que los grandes clientes menores y los grandes clientes privados deben comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro. Los grandes clientes participan en la CAMMESA designando a dos directores titulares y a dos directores suplentes a través de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de Argentina. Los grandes clientes compran electricidad directamente a la CAMMESA una vez que vencen sus contratos bilaterales directos con las empresas generadoras. Argentina tiene un sistema interconectado, el SIN argentino, y una multitud de pequeños sistemas que suministran energía a zonas remotas.

Mayores antecedentes de la regulación en el sector eléctrico argentino se pueden ver en "Nota 4 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico" de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020.

Marco regulador de la industria eléctrica en Brasil

Sinopsis y estructura de la industria

En el mercado eléctrico brasileño hay seis categorías de agentes: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, clientes regulados y clientes no regulados. Según la ley brasileña, en el país la generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades separadas.

La industria eléctrica brasileña está organizada como un gran sistema eléctrico interconectado, el SIN (sistema interconectado nacional) brasileño, que abarca al 99% de

la población brasileña. Éste se encuentra dividido en cuatro subsistemas eléctricos: sudeste / centro-poniente, sur, noreste y norte. El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) se encarga de administrar y operar el SIN.

Generación

El sector de la generación eléctrica está organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producción a través de contratos privados con distribuidores, comercializadores y clientes no regulados. Las diferencias entre la producción y las ventas se venden en el mercado de corto plazo o mercado spot al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD, por su sigla en portugués). Hay también un mecanismo especial empleado por los generadores hidroeléctricos que procura transferir el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía asegurada de los generadores hidroeléctricos y aquella que es efectivamente producida, llamado Mecanismo de Reasignación de Electricidad (MRE, por su sigla en portugués).

Transmisión

El sector de la transmisión eléctrica opera en condiciones de monopolio, mediante contratos de concesión licitados. El ente regular brasileño, ANEEL, fija los ingresos anuales de las empresas de transmisión. Esto se aplica a todas las empresas de electricidad con operaciones de transmisión en Brasil. Los ingresos por transmisión corresponden a una remuneración fija que no depende de la cantidad de electricidad transmitida por la red. La Red de Transmisión comprende cualquier activo de transmisión por encima de 138 kV.

Distribución

La distribución de energía eléctrica es un servicio público que opera en condiciones de monopolio y está compuesto por empresas a las que se les han otorgado concesiones en áreas geográficamente definidas. Los distribuidores que operan en el SIN brasileño no están facultados para:

(i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad;
(ii) poseer, directa o indirectamente, participaciones en el capital social de cualquier otra empresa, corporación o sociedad; ni
(iii) desarrollar actividades que no estén relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el contrato de concesión correspondiente.

Comercialización

Leyes, decretos y resoluciones que datan del año 2004 regulan la venta de electricidad. La Ley N°10.848 y los Decretos N° 5.163 y 5.177/ que se relacionan con la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica o Cámara de Compensación (CCEE, por sus siglas en portugués), y la función que ejerce la Agencia Nacional de Energía Eléctrica brasileña (ANEEL), y la Resolución N°109, que introdujo la Convención de Comercialización de la Energía Eléctrica, definen los términos, reglas y procedimientos de la comercialización en la CCEE.

Estas normativas introdujeron dos posibles situaciones para la formalización de contratos de compraventa de energía:

(i) contratos regulados, en el que participan los agentes de generación y distribución de energía; y
(ii) contratos de libre mercado, en el que participan generadores, comercializadores, agentes de importación y de exportación, y clientes no regulados de energía.

Las relaciones comerciales entre los agentes que participan en la CCEE se rigen principalmente por contratos de compraventa de energía. Todos los contratos entre los agentes que participan en el SIN brasileño deben estar registrados ante la CCEE. El registro incluye los montos de energía y los términos del contrato. No hay ninguna obligación de registrar los precios de la energía que se vende al amparo de contratos de compraventa no regulados.

La CCEE registra las diferencias entre la energía producida, la energía consumida y la cantidad de energía contratada. Las diferencias positivas o negativas se liquidan en el mercado de corto plazo y su precio corresponde al PLD, que es calculado diariamente para las 24 horas del día siguiente (PLD por hora).

Clientes regulados

El mercado regulado comprende a todos los consumidores que solo pueden tener su suministro eléctrico proporcionado por la empresa distribuidora que opera en la zona.

Clientes no regulados

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, autoproductores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad y clientes no regulados.

Los clientes no regulados en Brasil son aquellos que actualmente:

(i) demandan a lo menos 1.500 kW, generados con fuentes convencionales, y que compran su energía directamente a generadores o comercializadores, pero no a distribuidores; o
(ii) demandan de 500 a 1.500 kW, generados con fuentes de ERNC.

Este límite en Brasil cambiará a 1.000 kW a partir del 1° de enero de 2022; y a 500 kW a partir del 1° de enero de 2023.

Mayores antecedentes de la regulación en el sector eléctrico brasilero se pueden ver en "Nota 4 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico" de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020.

Marco regulador de la industria eléctrica en Colombia

Sinopsis y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Colombiano se estructura según lo previsto en la Ley, donde se regulan las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, bajo un ambiente de mercado y competencia y donde se limita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se han implementado las reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad y para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde es posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia. El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado "Bolsa de Energía", que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Energía Firme del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Existe un sistema interconectado, el SIN colombiano, y diversos sistemas regionales más pequeños y aislados que suministran electricidad a zonas específicas. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) colombiana, el año 2018 el 96,53% de la población de Colombia recibió electricidad de la red pública.

La actividad de generación que se puede desarrollar en conjunto con la de comercialización, consiste en la producción de electricidad a través de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y ERNC conectadas al SIN colombiano.

Las disposiciones más importantes que rigen al sector de generación eléctrica son las siguientes:

- El sector de generación está organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producción en el mercado spot o a través de contratos privados con grandes clientes, otros generadores y comercializadores.
- Las empresas de generación con capacidad de al menos 20 MW deben participar en el mercado según las reglas del despacho central. Las centrales con capacidad instalada inferior a los 20 MW son llamadas "centrales menores" o "centrales sin despacho centralizado" y se despacha en la base, lo que significa que son las primeras en ser despachadas.
- Las empresas de generación declaran a la bolsa de energía su disponibilidad y el precio al que están dispuestas a venderla. Esta energía es despachada centralmente con criterios de mérito por el Centro Nacional de Despacho (CND).

La comercialización consiste en la intermediación entre los participantes del mercado que proveen generación de electricidad y servicios de transmisión y distribución y los clientes de estos servicios, ya sea que esa actividad se lleva a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

Las transacciones de electricidad en el MEM colombiano se realizan en las siguientes tres modalidades:

1. **Mercado spot de energía:** mercado diario de corto plazo;
2. **Contratos bilaterales:** mercados de mediano y largo plazo; y
3. **Cargo por Confiabilidad:** esquema de expansión que permite la incorporación de fuentes de generación, tomando como base el concepto de "Energía Firme".
4. **Contratos de largo plazo:** esquema central que permite la expansión, en particular de las fuentes renovables no convencionales de energía.

La **Energía Firme** se refiere al máximo de energía eléctrica que una planta generadora es capaz de entregar de manera continua durante un año, en condiciones hidrológicas críticas. La empresa generadora que adquiere una Obligación de Energía Firme (OEF) recibirá una remuneración fija durante el período comprometido.

La transmisión opera en condiciones monopólicas, con un ingreso anual fijo garantizado que se determina en función del valor de reemplazo a nuevo de las redes y equipos, y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Este valor es distribuido entre los comercializadores del Sistema Nacional de Transmisión en proporción a sus respectivas demandas de energía.

La distribución se define como la operación de las redes locales por debajo de 220 kV. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución, por la cual el cliente paga un cargo de conexión.

Mayores antecedentes de la regulación en el sector eléctrico colombiano se pueden ver en "Nota 4 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico" de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020.

Marco regulador de la industria eléctrica en Perú

Sinopsis y estructura de la industria

En el mercado eléctrico mayorista (MEM) peruano hay cuatro categorías de agentes locales: empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes. Las empresas generadoras y distribuidoras realizan la comercialización.

El SEIN es el único sistema interconectado de Perú, aunque varios sistemas aislados más pequeños suministran electricidad a zonas específicas.

Generación

El segmento de generación está compuesto por empresas que poseen centrales de generación de electricidad. Este segmento constituye un mercado competitivo, en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción. Los generadores de electricidad, en su calidad de productores de energía, tienen compromisos de venta de potencia y electricidad con sus clientes contractuales. Las empresas generadoras pueden vender su potencia y energía tanto a distribuidores como a clientes no regulados.

La electricidad que una empresa generadora vende a sus clientes no coincide necesariamente con la electricidad producida por dicha empresa generadora, puesto que la producción de las centrales de generación es asignada por el COES, la entidad peruana encargada de coordinar la operación eficiente y el despacho centralizado de las unidades de generación para satisfacer la demanda. El precio spot se calcula en función de los costos variables de producción de cada central generadora, independientemente de sus compromisos contractuales. La única excepción a esta regla son las centrales a gas natural. Para efectos de despacho, los precios del gas natural se establecen una vez en al año, en junio, y se aplica por los siguientes 12 meses, desde julio a junio del año siguiente. Debido a una sentencia de la Corte Suprema de Justicia (Sentencia Acción Popular N° 28315 - 2019 LIMA), se espera que se emita nueva regulación sobre esta materia en mayo del 2021.

El mercado spot también es administrado por el COES, y en él se logra un equilibrio económico entre la electricidad producida por las empresas generadoras y la demanda de sus clientes. Hay tres clases de participantes autorizados a realizar transacciones en el mercado de corto plazo: 1) las empresas generadoras, para cumplir sus contratos de suministro; 2) las empresas distribuidoras, para atender a sus clientes no regulados hasta por un 10% de la demanda máxima; y 3) los grandes clientes, para abastecer hasta el 10% de su demanda máxima.

La producción de las centrales de generación y el consumo de energía de los clientes se valorizan al costo marginal, el que se calcula cada media hora. Las generadoras que tienen déficits compran energía a las generadoras que

tienen excedentes. Este principio relativo al balance en las ventas de energía también se aplica a los cargos por potencia. El precio de la potencia está regulado por el Osinergmin, el regulador peruano del sector eléctrico.

El precio spot se obtiene del modelo real de despacho. Las liquidaciones hechas por COES también incluyen pagos y/o recaudaciones por servicios complementarios, tales como la regulación de frecuencia y voltaje. También consideran compensaciones por sobrecostos operacionales, tales como operación a carga mínima y pruebas operacionales aleatorias, entre otros.

Transmisión

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos para la transmisión de electricidad desde las centrales a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje superior a 60 kV. Algunas empresas de generación y de distribución también operan sistemas de subtransmisión a nivel de la transmisión.

Distribución

La distribución de electricidad es una actividad llevada a cabo en las áreas de concesión otorgadas a las diferentes empresas de distribución. Las empresas de distribución compran energía a través de procesos de licitación o bien directamente a empresas de generación a través de contratos con términos y condiciones negociados libremente (siendo el precio tope el de la tarifa en barra), y venden la energía principalmente a clientes residenciales y grandes clientes.

Grandes clientes

Los clientes con una demanda de potencia inferior a 200 kW son considerados clientes regulados, y su suministro de energía es considerado un servicio público. Los clientes con una demanda de potencia en el rango de 200 - 2.500 kW pueden elegir ser considerados clientes regulados o no regulados (libres). Una vez que este tipo de cliente opta por una categoría, debe permanecer en ella por al menos tres años. Si el cliente quiere cambiar su categoría de regulado a no regulado, o viceversa, debe dar un pre-aviso con al menos un año de anticipación. Los clientes cuya demanda por capacidad excede los 2.500 kW necesariamente son no regulados.

Mayores antecedentes de la regulación en el sector eléctrico peruano se pueden ver en "Nota 4 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico" de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020.

Gestión de Riesgos

Manejo del Riesgo de Enel Américas

Enel Américas considera la gestión de riesgos como una de las principales herramientas para la definición de sostenibilidad del negocio, a lo largo de toda la cadena de valor y de todas las líneas de negocio. Entender los contextos económicos, ambientales y sociales es esencial para identificar cuales factores, sean ellos externos o internos, que puedan convertirse en potenciales riesgos del negocio y por esto, nuestro sistema de gestión de riesgos está implementado para identificar, tratar y monitorear de forma preventiva los riegos que pueda afectar la continuidad del negocio. En muchos casos, como en los factores sociales y ambientales, es importante que la Empresa aborde estos riesgos en conexión con el ecosistema de actores tales como el sector industrial, institucional y sociedad civil. El impacto colectivo y capitalismo centrado en las personas son los conceptos que enmarcan hoy el "que hacer" empresarial; solo mediante un esfuerzo colectivo y el actuar de todos hacia el mismo propósito se pueden eliminar los factores de riesgo que pueden impactar a todo el ecosistema económico, social y ambiental.

Cada vez más los riesgos que impactan el negocio coinciden con los que impactan la sociedad y el medioambiente y por esta razón es necesario actuar colectivamente para generar una acción preventiva y mitigatoria de forma integrada para contrastar los riesgos sociales y ambientales que amenazan hoy la prosperidad y el futuro del planeta.

Enel Américas considera como mapa de referente para el análisis de los riesgos a nivel global con impacto a su negocio especifico los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, el World Economic Forum y el objetivo global del acuerdo de Paris para adaptarnos y mitigar los efectos del cambio climático, y sus riesgos son un ejemplo claro de como el actuar colectivo es clave para su mitigación y adaptación. Lo mismo ha pasado con la contingencia sanitaria del COVID-19, riesgo que no se habría podido enfrentar sin un esfuerzo de todo el mundo científico, económico, social y de los gobiernos.

La evaluación de riesgos considera la taxonomía de riesgos del Grupo Enel basada en seis macro categorías, e involucra una compresión exhaustiva de la cadena de valor así como las relaciones multidireccionales, dinámicas en distintos horizontes de tiempos entre las variables externas y cada

una de las etapas de la cadena de valor de la compañía bajo distintos escenarios considerando las megatendencias y sus probables impactos en diferentes plazos. Para la identificación de riesgos la compañía utiliza un marco teórico estructurado y sistematizado, que considera los inputs de los analistas financieros, analistas de sostenibilidad, encuestas de percepción, lineamientos del **Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)**, resultados de Debidas Diligencias de Derechos Humanos, de Auditorías Internas, Externas, ISOs, entre otros.

Una vez identificado los variables se definen su relevancia en los resultados financieros y estrategia de la Compañía, integrando el análisis de materialidad que se actualiza anualmente que nos permiten conocer las prioridades de los stakeholders.

Para cada riesgo se estima su probabilidad de ocurrencia e impacto, contando con la participación de las líneas de negocio y áreas de staff involucradas activamente como una forma de crear cultura de riesgo y sostenibilidad, consensuando acciones a distintos plazos para mitigar dichos riesgos, en caso de ser necesario. Para los riesgos residuales se desarrolla un plan de acción integrándose las acciones requeridas en los planes de trabajo de cada área, o en sus sistemas de gestión, o herramientas que tenga cada área, según sea el caso de forma que cada uno tome parte activa en su gestión en su trabajo diario, y tomar acciones oportunas en caso de ser requerido y anticipar además oportunidades que pudieran surgir.

Política de Control y Gestión de Riesgos

Enel Américas sigue las directrices del **Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR)** definido en el nivel Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, entre otros, que se aplicarán en los diferentes niveles de la Compañía, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente.

Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel SpA, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, el cual respalda la evaluación y las decisiones de la Junta con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de las demostraciones financieras periódicas.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Política de Control y Gestión de Riesgos se desarrolla y complementa con las **políticas específicas que se establecen en relación con determinados riesgos**, funciones corporativas o negocios del grupo y que incluyen límites e indicadores que son posteriormente monitorizados.

Política Gestión de Garantías

Esta establece los lineamientos y metodologías a aplicar para la gestión de garantías recibidas y para asegurar una mitigación eficaz del riesgo de contraparte, tanto en el perfil del proveedor como del garante.

Política Control de Riesgos de Commodities

Su objetivo es la gestión y control del riesgo de commodities, permitiendo que la Compañía tome decisiones conscientes del riesgo y pueda minimizar la probabilidad de no lograr los resultados estratégicos. Además, le permite controlar los riesgos de incumplimiento de la regulación de precios, volumen, tipo de cambio, crédito y de contraparte de commodities, así como de la regulación financiera.

Política Control de Riesgo de Crédito y Contrapartes

Esta política tiene como objetivo la gestión y control del riesgo de contraparte de crédito, minimizando la probabilidad de que los resultados esperados se vean afectados por el incumplimiento o la reducción de la calidad crediticia de una contraparte.

Política Control de Riesgo Financiero

Tiene como objetivo la gestión y control de riesgos financieros, minimizando la probabilidad de no lograr resultados estratégicos comerciales y financieros mediante el control de los riesgos de mercado financiero, contraparte financiera, liquidez y operacionales.

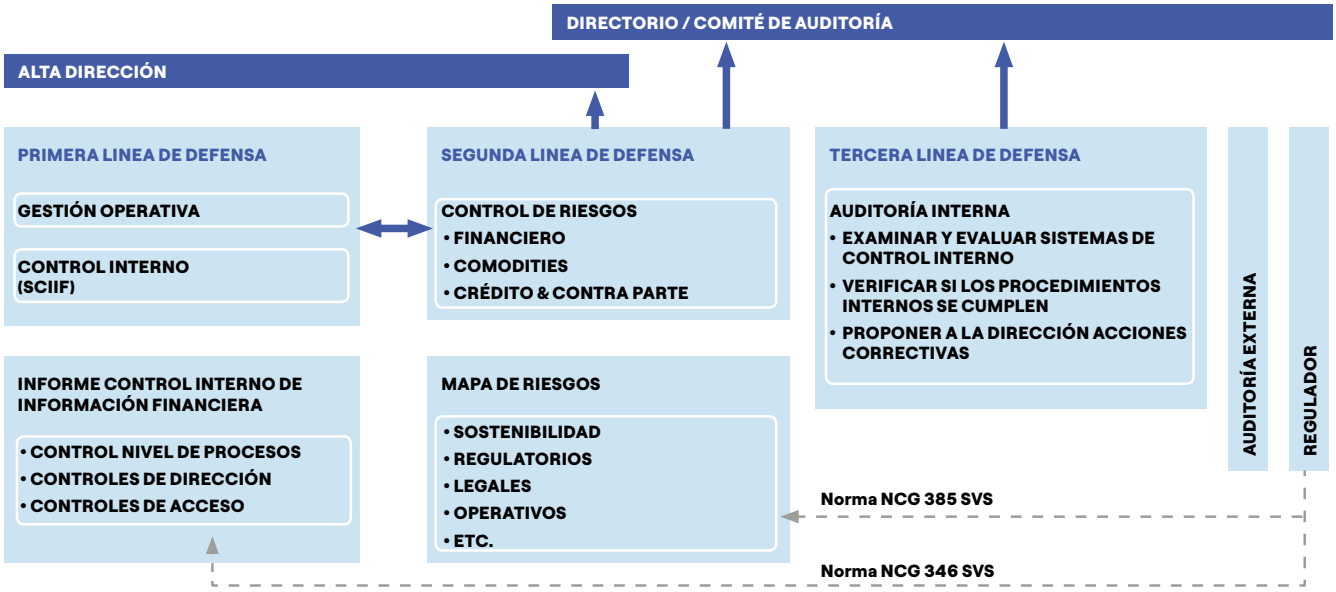
Gobierno de Riesgo

La estructura de gestión de riesgos organizacionales del Grupo Enel tiene un **Comité Global de Control de Riesgos y un Comité Regional de Control de Riesgos Latinoamérica**, que tiene las siguientes funciones: aprobar las políticas de riesgos propuestas por **Control de Riesgos del Holding;** aprobar los límites de exposición propuestos; autorizar la ruptura de límites; definir estrategias de riesgo mediante la identificación de planes de acción e instrumentos para mitigar los riesgos y la supervisión general de la gestión y el control de riesgos.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Para **monitorear el cumplimiento** de las políticas internas, incluidas las relacionadas con los riesgos, la Compañía cuenta con un equipo de Auditoría Interna, responsable de auditar periódicamente y verificar que las políticas y controles establecidos estén en funcionamiento.

El **Sistema de Gestión de Riesgos del Grupo Enel** considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles, donde el control de la unidad de negocio es la primera línea de defensa en la gestión de riesgos; la segunda línea de defensa se activa mediante diversas funciones de los controles internos desarrollados para garantizar la gestión óptima del riesgo y la supervisión del cumplimiento establecida y, por último, la tercera línea es la evaluación independiente. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la Compañía. Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.



El **área de Control de Riesgos cuenta con la Certificación Internacional ISO31000:2018 (G31000)** y actúa de acuerdo con las directrices actuales de esta norma internacional para gestionar los riesgos de las compañías, donde el principal objetivo es identificar riesgos (endógenos y exógenos) de manera preventiva, analizar, evaluar de manera tal de cuantificar la probabilidad y el impacto, así como el tratamiento de los mismos, a través de la definición de medidas de mitigación con sus respectivos planes de acción en conjunto con las áreas y los **Risk Owners** como responsables de los diferentes riesgos. En la fase de tratamiento de los riesgos, se consideran las acciones necesarias amparadas dentro de las políticas y procedimientos internos, así como la observación estricta de las normas internacionales (**ISO y OSHAS**) y las disposiciones gubernamentales que exigen la gestión de riesgos de forma evidenciada y sustentada, con el fin de garantizar las buenas prácticas de gobernanza y asegurar la continuidad del negocio.

El área de Control de Riesgos presenta al Directorio, de manera trimestral, el mapa de riesgos para dar conocimiento sobre la gestión de los riesgos de la Compañía, evidenciando la identificación de nuevos riesgos y la evolución y monitoreo de aquellos previamente identificados. La presentación del mapa de riesgos se da en cumplimento con las **Políticas de Riesgo**, ISO31000:2018, procedimientos internos y normativas externas al grupo, tales como la Norma de Carácter de General N°30 de la CMF, que rige las Memorias Anuales de las Compañías en Chile, y Norma de Carácter General N°385 también de la CMF con el objetivo de garantizar la continuidad del negocio en cumplimiento de buenas prácticas de gobernanza corporativa.

La **gestión de Controles Internos** tiene el objetivo de garantizar que las actividades del negocio en función de este tema, permitan mitigar los riesgos relacionados a la observación y aplicación estricta de todos los procedimientos y normas vigentes de acuerdo con la metodología COSO (Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway). Esta área cumple con todos los requisitos para el monitoreo periódico de la Ley Sarbanes- Oxley, incluida la certificación semestral de estos controles por Auditoría Externa y definir en conjunto con los **Process Owners y Control Owners** las acciones de remediación para mitigar las deficiencias de controles apuntadas por los Auditores Externos Independientes y mejorar de forma continua los procesos, bien como, monitorear la implementación de las mismas y comunicar el status al Directorio.

El Directorio y la alta Gerencia son las principales partes interesadas atendidas por las "líneas" y son quienes están en mejor posición para ayudar a garantizar que el modelo de tres líneas de defensa se aplique a los procesos de control y gestión de riesgos de la Empresa.

El Sistema de Gestión de Riesgos del Grupo Enel está sujeto a pruebas periódicas y verificaciones de auditoría, teniendo en cuenta la evolución de las operaciones corporativas y la situación en cuestión, así como las mejores prácticas y directrices de regulaciones interna y regulaciones internacionales como ISO 31000: 2018 (G31000), COSO.

El **análisis de los riesgos ESG (Ambientales, Sociales y de Gobierno)** se realiza por el área de Control de Riesgos en conjunto con el área de Sostenibilidad, que diseñan el proceso de identificación de los riesgos ESG que afectan el negocio de la Compañía, involucrando de forma directa a todas las unidades responsables, creando conciencia y cultura de la relevancia de este tema para la Compañía y el mundo en general, obteniendo como resultado una matriz de riesgo que integra los temas sociales y ambientales, con una énfasis en el cambio climático, reflejo de su modelo de negocio

La Compañía cuenta con un **Comité de Crisis** que tiene como objetivo garantizar la claridad, velocidad y eficiencia de la toma de decisiones y la comunicación interna/externa para la gestión de cualquier evento que pueda comprometer la seguridad de las personas, la continuidad del servicio público y empresarial, el medio ambiente, la protección de activos, la imagen y reputación de la empresa y gestión, así como para minimizar los impactos en las partes interesadas para garantizar una rápida restauración de condiciones normales de operación

Además de los Comités de Crisis, la Compañía cuenta en cada país con una **Oficina de Monitoreo de Eventos Críticos (OMEC)**, la cual monitorea y gestiona las crisis en tiempo real, las 24 horas, los 365 días del año. Esta oficina participó activamente en la gestión interna de la crisis COVID-19, con el envío diario desde marzo de 2020 de boletines de alerta informando de la situación del avance del coronavirus.

El Grupo Enel tiene un Código de Ética, que expresa los compromisos y responsabilidades éticas en el desempeño de las actividades comerciales y las operaciones corporativas de los empleados de la Compañía, ya sean ejecutivos de alta gerencia, empleados o socios con algún vínculo con ella.

Principales Riesgos

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se aprobó una nueva taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera seis macro categorías y 37 subcategorías, que se detallan a continuación:

A continuación, se presentan las seis macro categorías:

Riesgos Estratégicos: son todos aquellos que puedan afectar de manera significativa el logro de los objetivos estratégicos de la Compañía, tanto en el corto como en el largo plazo, como, por ejemplo, riesgos derivados de cambios regulatorios promovidos por los diversos organismos reguladores.

Riesgo Financiero: se refiere a la probabilidad de ocurrencia de un evento que tenga consecuencias financieras negativas para la Compañía, en relación a: (i) los riesgos propios del mercado financiero, debido a la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio; (ii) los riesgos derivados de las eventuales restricciones para acceder al mercado financiero por parte de la Compañía o para hacer frente a las obligaciones asumidas o a las necesidades de flujo requeridas en el curso de sus negocios, tales como los riesgos de liquidez y de crédito & contraparte, y (iii) a los riesgos de commodities que consideran la incertidumbre ante eventos futuros de mercado, generados por la volatilidad de los precios y volúmenes de producción, disponibilidad y demanda de commodities de energía, tales como gas, petróleo, carbón, o de la variabilidad en factores externos que pueden incidir en los precios o los volúmenes de tales commodities, como la hidrología, considerando las peculiaridades locales y las restricciones propias del mercado de que se trate (para mayor detalle de los riesgos financieros revisar en "Nota 22 Políticas de Gestión de Riesgos" de los Estados Financieros).

Riesgo Operacionales: son aquellos que representan los riesgos de la operación, resultantes de los procesos internos inadecuados, fallas sistémicas en la red, y otros

eventos de causas externas, que puedan afectar la calidad del abastecimiento de energía y los indicadores de performance en los principales aspectos identificados.

Riesgo Cumplimiento (Compliance): son aquellos que representan los riesgos de incumplimiento de una regla o una norma. Por ello, la gestión de riesgos en compliance requiere conocer y definir claramente las leyes y regulaciones por las que está regida la Compañía.

Tecnología Digital: son riesgos intrínsecamente vulnerables a los ataques cibernéticos, que pueden tomar muchas formas, desde el robo de datos y el ransomware hasta la invasión de sistemas con consecuencias potencialmente dañinas a gran escala y hasta interrupciones del servicio.

Gobernanza & Cultura: riesgo de incurrir en sanciones judiciales o administrativas, pérdidas económicas o financieras y daños a la reputación como resultado de la incapacidad de cumplir con las expectativas de los grupos de interés, un ejercicio ineficaz de las funciones de supervisión y/o la ausencia de integridad y transparencia en los procesos de toma de decisiones y/o consecuencia de actitudes y conductas no autorizadas de los empleados y alta dirección, en violación de los valores éticos de la Compañía.

La taxonomía de riesgos y su gestión abarca el proceso completo de evaluación de riesgos (identificación, análisis y valoración) de acuerdo a la ISO31000:2018, reflejando de forma clara los riesgos evaluados, evidenciando las probabilidades e impactos de los mismos, cuantificados antes y después de las acciones de mitigación.

Una vez finalizado el proceso de evaluación de riesgos, cada área responsable en conjunto con el área de gestión de riesgos, efectúan el trabajo continuo dentro del tratamiento, con la finalidad de reducir los niveles de riesgos a través de una gestión preventiva, buscando siempre la reducción de la probabilidad e impacto de cada uno, que son presentados de forma mensual al Directorio y la alta administración de la Compañía.

El Gobierno Corporativo de Enel Américas constituye un instrumento fundamental para asegurar una gestión eficiente y confiable de riesgos con el objetivo de la creación de valor para los accionistas y continuidad del negocio.

A continuación, se presentan los **grupos de riesgos** y cómo son tratados:

Riesgos operativos

Representan los riesgos de la operación, en los cuales la **calidad del suministro de energía** y la **tasa de pérdida** son los principales aspectos identificados. Estos riesgos se gestionan a través de procedimientos y estándares comerciales formales, operativos y de ejecución. Además, la Compañía cuenta con varios sistemas operativos que también se utilizan como herramientas para prevenir estos riesgos, así como para garantizar la disponibilidad y eficiencia de las redes de distribución y transmisión, pasando por nuestras subestaciones para evitar sanciones regulatorias en términos de no observancia de los límites impuestos en términos de calidad y pérdidas.

Riesgos estratégicos

Representan los riesgos que afectan la estrategia comercial u objetivos estratégicos de la Compañía. Estos riesgos son monitoreados por el área de Control de Riesgos a través de la "Matriz de Riesgos" que se presenta trimestralmente al Directorio y que contiene riesgos estratégicos, de escenario, operativos, legales, fiscales, regulatorios, de ciberseguridad, sostenibilidad y reputación.

Sostenibilidad

Enel Américas, como parte del Grupo Enel, se ha comprometido a hacer contribuciones específicas a seis de los 17 ODS: educación y calidad (ODS 4), energía accesible y limpia (ODS 7), trabajo decente y crecimiento económico (ODS 8), industria, innovación e infraestructura (ODS 9), ciudades y comunidades sustentables (ODS 11) y Acción Climática (ODS 13). Este compromiso fue un producto de la definición del modelo de negocios sostenible y, por tanto, son incorporados al plan estratégico de Enel Chile y su no cumplimiento representa un riesgo, la Compañía contribuye al logro de los otros objetivos de desarrollo sostenible. En el siguiente esquema se visualiza cómo se han integrado los distintos Objetivos de Desarrollo Sostenible dentro de la taxonomía de riesgos definida por el Grupo.

MACRO CATEGORÍAS		SUB CATEGORÍAS			ODS
CUMPLIMIENTO	1	CUMPLIMIENTO DE OTRAS LEYES & REGULACIONES PROTECCIÓN DE DATOS & DERECHOS DE LOS CONSUMIDORES DIVULGACIÓN EXTERNA			8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO 9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES 13 ACCIÓN POR EL CLIMA
TECNOLOGÍA DIGITAL	2	CIBERSEGURIDAD			9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA
GOBERNANZA & CULTURA	3	CULTURA CORPORATIVA & ÉTICA REPUTACIÓN COMPROMISO CON PARTES INTERESADAS			7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO 9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES 13 ACCIÓN POR EL CLIMA
OPERACIONAL	4	PROTECCIÓN DE ACTIVOS	MEDIO AMBIENTE	EFICIENCIA DE PROCESOS	4 EDUCACIÓN DE CALIDAD 7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO 9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES 13 ACCIÓN POR EL CLIMA
		INTERRUPCIÓN DEL NEGOCIO	SALUD Y SEGURIDAD	EFICIENCIA DE PROCESOS	
		NECESIDADES & SATISFACCIÓN CLIENTES	PERSONAS & ORGANIZACIÓN	GESTIÓN CALIDAD DE SERVICIO	
ESTRATÉGICO	5	CAMBIOS CLIMÁTICOS DESARROLLO LEGISLATIVO & REGULATORIO PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA & ASIGNACIÓN DE CAPITAL			7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES 13 ACCIÓN POR EL CLIMA

Dentro de los riesgos de sostenibilidad, los relacionados al cambio climático cobran especial relevancia por sus impactos no solo ambientales, sino que también sociales y económicos. Se pueden distinguir dos tipos:

- **Riesgos físicos asociados al cambio climático:** están relacionados con la aparición de condiciones climáticas extremas o con cambios graduales pero estructurales de las condiciones climáticas. Los eventos extremos podrían exponer a Enel Américas a una indisponibilidad más o menos prolongada de activos e infraestructura, costos de recuperación, molestias a los clientes, entre otros. Los cambios recurrentes que impactan los recursos necesarios para la generación o en la demanda eléctrica son, por ejemplo, la sequía, los aumentos de temperatura.

  La diversidad geográfica y de tecnologías utilizadas en generación y una buena medición predictiva de los fenómenos climáticos nos permiten mitigar y gestionar los cambios asociados a los patrones climáticos.

  A eso se suma las grandes inversiones en la red de distribución para que sea más resiliente a estos fenómenos climáticos. Todas las áreas del Grupo están sujetas a la certificación ISO 14001 y, a través de la aplicación de los Sistemas de Gestión Ambiental (EMS) -reconocidos internacionalmente-, se monitorean las posibles fuentes de riesgo para que se pueda detectar cualquier criticidad con prontitud.

- **Riesgos de transición hacia una economía baja en carbono:** puede implicar riesgos relacionados con cambios regulatorios, políticos, legales, tecnológicos y de mercado con un efecto a corto, mediano y largo plazo. La ventaja competitiva que tiene Enel Américas en la gestión de estos riesgos es pertenecer a un grupo que opera en un mercado más maduro que puede compartir buenas prácticas regulatorias, tecnológicas, mercado, entre otras.

  En relación al manejo de los riesgos sociales es importante destacar:

- **Conflictos sociales cuya intensidad pueden poner en riesgo la continuidad de las operaciones.** Para hacer frente a estos posibles impactos, Enel Américas cuenta con planes y procesos para la gestión de contingencias. Consciente del rol estratégico que la energía eléctrica representa para los países, dichos planes priorizan la continuidad de la generación al sistema, el suministro eléctrico a sus clientes, y la seguridad de los trabajadores y colaboradores.

- **Conflictos originados en las demandas de las comunidades aledañas a plantas en las que operamos**. Enel Américas mantiene un relacionamiento continuo con las comunidades locales, a través de equipos dedicados a nivel regional. Con su inversión social en

las áreas en que opera, la Empresa apunta a generar las condiciones para el desarrollo socio-económico de las comunidades co-diseñando con ellas perspectivas comunes de crecimiento en el largo plazo.

- **Riesgos causados por accidentes tanto del personal propio y contratista:** son los riesgos que Enel Américas mitiga promoviendo la cultura de la seguridad, destacando la definición de políticas, la integración de seguridad, en procesos y formación entre otros.

- **Relacionados con la atracción y retención de trabajadores en el contexto de la transición energética**. Para hacer frente a estos desafíos, Enel Américas cuenta con políticas de diversidad, junto a las de gestión y promoción del talento. La Compañía realiza diferentes iniciativas dedicadas a la conciliación de la vida laboral con la vida personal y promueve además la educación y el crecimiento de las personas mediante becas y cursos.

En relación al manejo de los riesgos de gobernanza es importante destacar:

- **Originados por conductas ilícitas,** incluidas la corrupción, actividades de lobby, entre otras, por parte de personal propio o contratistas o de prácticas anticompetitivas. Enel Américas cuenta con un Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos basado en las normas y procedimientos comerciales.

- **Vulneración de Derechos Humanos:** riesgos que son levantados a través de las debidas diligencias de las cuales se derivan planes de acción para abordar las brechas.

Tecnología digital

La digitalización es un elemento fundamental en el crecimiento y desarrollo del Grupo Enel, exponiéndolo cada vez más a los riesgos y amenazas del ciberespacio, como es un riesgo transversal y con las mismas formas e impactos en todo el mundo, la Compañía tiene un área especializada llamada Computer Emergency Response Team (CERT) única, centralizada y altamente preparada, que monitorea y apoya a todas las compañías del Grupo.

El CERT es parte del área de Ciberseguridad, compuesta por la Oficina Técnica, que monitorea y protege continuamente (24x7x365) las instalaciones de los múltiples ataques a los que estamos expuestos y también un área de recopilación de eventos, **SOC (Software Operation Center**), que analiza y estudia los diferentes problemas que enfrentan los sistemas, en busca de mejoras continuas en la protección en toda la organización.

El CERT centrado en Italia y España también tiene un gerente local, un punto focal en cada país sudamericano, que forma parte del CERT y es responsable de informar los posibles riesgos locales y tomar las medidas necesarias para garantizar la continuidad operativa.

Riesgos transversales y emergentes

Adicionalmente, la matriz de riesgo incluye **riesgos transversales** emergentes relacionados con:

Protección de datos personales

En la era de la digitalización y la globalización de los mercados, la estrategia comercial de Enel se ha centrado en acelerar el proceso de transformación hacia un modelo de negocio basado en una plataforma digital, a través de un enfoque basado en datos y centrado en el cliente, que se está implementando a lo largo de toda la cadena de valor.

Enel Américas cuenta con una importante base de clientes que alcanza a más de 25 millones y con más de 16 mil personas empleadas directamente por la compañía. En consecuencia, el nuevo modelo de negocio de Enel Américas requiere gestionar un volumen de datos personales mucho mayor que en el pasado, a fin de generar los resultados financieros y comerciales previstos en su Plan Estratégico

Lo anterior implica una mayor exposición a los riesgos asociados al tratamiento de los datos personales y a una legislación sobre privacidad cada vez más estricta a nivel mundial. Algunas de las formas que tienen estos riesgos de materializarse pueden ser una infracción al deber de confidencialidad, una pérdida a la integridad, exactitud, actualización y disponibilidad de los datos personales de clientes, trabajadores y terceros (tales como proveedores y contratistas) y problemas en la resiliencia de los sistemas, todo lo cual podría dar lugar a sanciones, interrupciones operacionales o procesos, pérdidas económicas o financieras, y también daños reputacionales. Para gestionar y mitigar este riesgo, Enel Américas ha adoptado un modelo de gobierno de datos personales (Data Protection Compliance Program) que incluye la asignación de roles en todos los niveles de las compañías (incluido el nombramiento de un Oficial de

Protección de Datos ("DPO"), la adopción de herramientas digitales para el mapeo de los datos, una adecuada evaluación del impacto de los riesgos, medidas de seguridad técnicas y organizativas, entre otras materias

Digitalización, la eficacia de TI y la continuidad del servicio

Enel Américas está llevando a cabo una transformación digital de la gestión de toda su cadena de valor, desarrollando nuevos modelos de negocio y digitalizando sus procesos, integrando sistemas y adoptando nuevas tecnologías. Una consecuencia de esta transformación digital es que el Grupo Enel Américas está cada vez más expuesto a riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de tecnología de la información (TI) implementados en toda la empresa, con impactos en los procesos y actividades operativas, lo que podría provocar interrupciones, filtraciones y pérdidas de datos. Para mitigar estos riesgos, la unidad Digital Solutions, responsable de liderar la transformación digital del Grupo en los países en que Enel Américas opera, ha establecido un sistema de control interno, que contempla puntos de control a lo largo de la cadena de valor. El sistema de control interno de Digital Solutions supervisa tanto las actividades que se realizan internamente como las encomendadas a colaboradores y proveedores externos. En este contexto, Enel Américas se encuentra impulsando la difusión de la cultura digital con el fin de lograr con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

Riesgos financieros

Riesgos financieros transaccionales:

La Compañía en el curso normal de sus operaciones se ve enfrentada a **riesgos de tasa de interés, riesgos de tipo de cambio, riesgos de commodities, riesgo de liquidez, riesgo de crédito y mediciones de riesgo** los cuales se encuentran detallados en la "Nota 22 Política de Gestión de Riesgos" de los Estados Financieros.

Riesgos financieros de conversión:

Enel Américas está expuesta, por efecto de conversión, a las variaciones con respecto al dólar que sufren las monedas locales de cada país en que la Compañía tiene operaciones. Los efectos en la comparabilidad de las cifras se analizan en el capítulo 8 Anexos, dentro de la sección Análisis Razonado..

Riesgos financieros contractuales:

Con respecto al negocio de Distribución en Brasil, la Compañía está expuesta al mercado de energía de corto plazo debido a las variaciones del consumo de energía de los clientes regulados en comparación a los niveles de energía contratados. Esta diferencia en el costo de compra/venta de energía es reconocida posteriormente en la tarifa, pero el efecto temporal podría impactar el capital de trabajo. Para mitigar este efecto, la Compañía sigue una estrategia comercial para atender las demandas de energía de los clientes regulados y de esta forma disminuir la exposición a los precios de corto plazo. Además de la exposición al mercado de energía de corto plazo, las Distribuidoras también tienen exposición al precio de corto plazo (PLD) debido a características de sus contratos de energía, exposición que es traspasada a la tarifa de los consumidores una vez al año, y, durante el año, es manejada por la distribuidora con su capital de trabajo.

Seguridad de la Información

Los componentes tecnológicos se integran cada vez más en la vida digital del mundo empresarial y, paralelamente, las ciberamenazas inherentes a cada uno de estos entornos se vuelven más frecuentes y sofisticadas. Por este motivo, la ciberseguridad se ha convertido en un tema global, y en uno de los pilares sobre los que se ha construido la estrategia de digitalización del Grupo. La ciberseguridad se desarrolla coordinadamente con las funciones de Protección de Datos Personales y Seguridad de la Información.

El Grupo Enel tiene como uno de sus pilares la ciberseguridad, sobre el que se ha construido la estrategia de digitalización. La ciberseguridad se desarrolla coordinadamente con las funciones de **Protección de Datos Personales y Seguridad de la Información.**

Gobierno de la protección de datos y seguridad de la información

Protección de datos

El **Reglamento General de Protección de Datos (RGPD) de la Unión Europea** impone obligaciones de cumplimiento para el Grupo Enel mediante el nombramiento de una **Oficina de Protección de Datos**, que tiene requisitos de autonomía profesional e independencia. Si bien en Latinoamérica el mencionado reglamento no es aplicable, se ha optado por elevar los estándares de la protección de datos personales con el objeto de ir más allá de lo que la regulación local dispone.

Oficial de Protección de Datos (DPO)

El año 2020 Enel Américas comenzó a trabajar en la implementación de un modelo de cumplimiento que tiene un **Oficial de Protección de Datos (DPO)**, quien trabaja en forma coordinada con la oficina de DPO en la casa matriz y le informa directamente.

Las funciones y responsabilidades del DPO son apoyar a los negocios para que los procesos y operaciones cumplan con la "privacidad por diseño"; es responsable del cumplimiento contractual, incluidas las normas de privacidad y cookies; define las políticas e instrucciones operativas para la protección de datos personales; promueve la definición de códigos de conducta y medidas de seguridad contra terceros a los que Enel Américas delega la gestión de datos personales; gestiona incidentes de seguridad en datos personales junto con las funciones de ciberseguridad y seguridad de la información. Además, debe realizar actividades de formación para la Compañía en cuestiones de protección de datos.

Seguridad de la información

En materia de seguridad de información, durante 2020 existieron riesgos acotados, los cuales han sido abordados de manera digital producto del contexto sanitario imperante a nivel mundial.

En este ámbito, se trabajó en el diseño e implementación de nuevas herramientas disponibles para el control, junto con un fortalecimiento de la política de clasificación y protección de la información, donde se implementó una revisión a nivel país conjuntamente con las **unidades de Ciberseguridad y Data Protection Office**, que permiten abordar los riesgos del tratamiento de información para las diferentes líneas de negocios.

Asimismo, en materia de tratamiento de datos personales se diseñó un plan con las políticas de Enel Américas, alineado con estándares internacionales para el cumplimiento normativo de GDPR.

Ciberseguridad

Gobierno de la ciberseguridad

Enel Américas, como parte del Grupo Enel, dispone de una **Unidad Global de Ciberseguridad** que informa directamente al CIO (Chief Information Officer) a través del CISO (Chief information Security Officer), de modo que se agilice el proceso de toma de decisiones a nivel global, en un contexto en el que el tiempo de respuesta resulta fundamental.

Modelo de Gobierno de Seguridad Cibernética

El Grupo Enel tiene un **modelo de gobierno de seguridad cibernética**, el que cuenta con el compromiso del Directorio y de dirección estratégica global, y también establece la necesidad de utilizar tecnologías de primer nivel, diseñar procesos comerciales ad hoc, aumentar la conciencia de la seguridad cibernética en las personas y transponer los requisitos cibernéticos reglamentarios.

Este modelo usa un enfoque **basado en el riesgo** y parte por el análisis de riesgo como el paso básico de todas las decisiones estratégicas.

Desde 2017 se está aplicando un modelo de gestión de riesgos cibernéticos válido para todo el Grupo Enel y, por tanto, también para Enel Américas.

Este modelo se basa en una metodología que se aplica a todos los tipos de sistemas informáticos (IT/OT/IoT), que identifica, prioriza y cuantifica los riesgos cibernéticos de seguridad asociados al uso de dichos sistemas, y que tiene el objetivo final de identificar y adoptar las acciones de seguridad más adecuadas para su minimización y mitigación.

Por ello, en línea con esta metodología, Enel Américas identifica los sistemas de información que requieren dicho análisis de riesgos, a partir de lo que se establecen las acciones de mitigación oportunas en función de la tipología y gravedad del riesgo.

Además, la adopción de un enfoque global de "seguridad cibernética por diseño" permite que las actividades de un proyecto informático se centren en temas de seguridad cibernética desde las etapas iniciales del diseño e implementación de los sistemas informáticos, a fin de aumentar su resiliencia a los ataques cibernéticos.

Enel Américas, como parte de El Grupo Enel, comparte las mejores prácticas y modelos operativos de seguridad cibernética, y contribuye a la definición de pautas, estándares y regulaciones con organizaciones privadas, instituciones y academias.

El Grupo Enel cuenta con la Unidad de Ciberseguridad (Cyber Emergency Readiness Team-CERT) y un Control Room, dedicado a gestionar -para todas las empresas del grupo, incluyendo Enel Américas- los incidentes cibernéticos, cooperando con las comunidades nacionales e internacionales del CERT.

El CERT está activo en las comunidades nacionales a través de la afiliación a nueve CERT nacionales, incluido,

desde 2018, el "CERT nacional" español. Además, hay colaboraciones internacionales con "Trusted Introducer", una red de 380 CERT presente en 60 países, y desde 2018 con "FIRST", la mayor comunidad de colaboración en el sector, con más de 510 miembros de 90 países.

Cuando el CERT detecta cualquier tipo de riesgo o incidente sobre la seguridad de la información, la analiza y la clasifica de acuerdo con su gravedad. Cuando el incidente genera una situación de crisis que afecte a la continuidad del negocio, la rentabilidad de la Empresa o su reputación, Enel Américas lleva a cabo inmediatamente las acciones necesarias, de acuerdo con las políticas existentes sobre gestión de crisis y emergencias en seguridad.

El CERT se caracteriza por su capacidad para:

- La prevención, detección y respuesta a incidentes de ciberseguridad;
- La vigilancia de amenazas de seguridad cibernética, a través de la recopilación y gestión de información detallada con respecto a amenazas, eventos e incidentes cibernéticos;
- El intercambio de información y colaboraciones entre todos los actores necesarios para gestionar un incidente de ciberseguridad, en un contexto de comunicación "seguro", y que tiene en cuenta el principio "de confianza" en las informaciones a intercambiar, es decir, de acuerdo con los principios de "necesidad de compartir" y "necesidad de saber" de los diferentes actores involucrados.

Las principales actividades llevadas a cabo en 2020, en las diversas áreas de la seguridad cibernética incluyen:

- CERT: durante 2020, CERT fortaleció los métodos de protección del perímetro del Grupo Enel, tanto a través de la mejora de soluciones tecnológicas en campo (Machine Learning) como a través de la erogación continua de cursos de formación dirigidos a los empleados de sitios industriales (cyber exercises).
- **Premios y participaciones:** en 2020 la Unidad de Cyber Security participó en la redacción de tres informes del WEF (World Economic Forum) en tema de cyber resilience:
  - "Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem: Playbook for Boards and Cybersecurity Officers";
  - "Cyber resilience in the electricity Industry: Analysis and recommendations on Regulatory Practices for the Public and Private Sectors";
  - "Cyber resilience in the electricity ecosystem: securing the value chain".

Educación, formación y sensibilización sobre seguridad cibernética

Durante 2020, la Unidad de Cyber Security comenzó a preparar cursos de ciberseguridad dirigidos a toda la población del grupo Enel. Además, durante el período de emergencia para la gestión de la pandemia COVID-19, se distribuyeron noticias y boletines a través de varios canales de comunicación (principalmente la Intranet) dirigidos a todo el Grupo Enel. Además, en 2020 se llevaron a cabo 16 actuaciones de sensibilización sobre ciberseguridad a nivel global; desde 2019 el Grupo Enel mantiene un seguro de riesgo de seguridad cibernética para la mitigación del riesgo cibernético.

Cruce de los Factores de Riesgo con los Temas Materiales

CRUCE DE RIESGOS CON LOS TEMAS DE LA MATRIZ DE MATERIALIDAD 2020

Impacto	Riesgos	Descripción	Potenciales impacto	Mitigación	Tema material asociado
Alto	Cambio climático	Riesgos en los activos físicos derivados del cambio climático por eventos o cambios a corto o largo plazo en los patrones del clima. Las variables climatológicas como la temperatura, la lluvia, el viento y/o la radiación solar pueden variar a largo plazo e influir en la demanda de energía y la distribución de energía, lo que provoca implicaciones financieras en la Empresa. Además, los eventos extremos también pueden causar un daño a la infraestructura del Grupo que afecta la capacidad de la Compañía para generar electricidad en los mercados atendidos.	Daño en activos; pérdida de margen; aumentos de costos; falta de red de distribución para la intermitencia y ubicación de las nuevas plantas, alejadas de los mayores centros de consumo.	Se cuenta con cobertura de seguros. Plan de inversiones en energía renovales como eólica y solar, plantas híbridas y planes de mejoras de planta térmicas.	Descarbonización de la matriz energética; compromiso con el cliente; creación de valor económico;
Alto	Cambio climático Distribución	Riesgos en los activos físicos derivados del cambio climático por eventos o cambios a corto o largo plazo en los patrones del clima. Las variables climatológicas como la temperatura, la lluvia, el viento y/o la radiación solar pueden variar a largo plazo e influir en la demanda de energía y la distribución de energía, lo que provoca implicaciones financieras en la Empresa. Además, los eventos extremos también pueden causar un daño a la infraestructura del Grupo que afecta la capacidad de la Compañía para generar electricidad en los mercados atendidos. En referencia al proceso de transición energética hacia un modelo más sostenible caracterizado por una electrificación progresiva y reducción de emisiones de CO_2, en línea con la estrategia de descarbonización del Grupo, existen riesgos pero sobre todo oportunidades vinculadas tanto al cambio en el contexto regulatorio así como las tendencias de desarrollo tecnológico, electrificación y consecuentes desarrollos del mercado, con efectos potenciales también sobre los precios de las materias primas y la energía.	Pérdida de margen; impacto en la liquidez de la Compañía; pérdida de competitividad comercial.	Estrategias de coberturas; políticas y procedimientos para la gestión de riesgos; Comités mensuales para acompañamiento del portafolio y de las volatilidades del mercado.	Creación de valor económico
Estable	Riesgo comercial en condiciones de alta o baja hidraulicidad Generación	Riesgo por la exposición a la generación de energía en condiciones de alta o baja hidraulicidad.	Pérdida de margen; impacto en la liquidez de la compañía; pérdida de competitividad comercial.	Dada la dependencia hidrológica se define una política Comercial para garantizar el margen de contribución.	Creación de valor económico y financiero; Compromiso con los clientes; Descarbonización de la matriz energética.
Estable	Riesgos financieros y de commodities	Riesgos propios del mercado financiero, ya sea que se deriven de la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio; riesgos derivados de las eventuales restricciones para acceder al mercado financiero por parte de la Compañía o para hacer frente a las obligaciones asumidas o las necesidades de flujo requeridas en el curso de sus negocios, tales como los riesgos de liquidez y de crédito & Contraparte; riesgos de Commodities que consideran la incertidumbre ante eventos futuros de mercado, generados por la volatilidad de los precios y volúmenes de producción, disponibilidad y demanda de commodities de energía.	Pérdida de margen; impacto en la liquidez de la Compañía; pérdida de competitividad comercial.	Estrategias de coberturas; políticas y procedimientos para la gestión de riesgos; Comités mensuales para acompañamiento del portafolio y de las volatilidades del mercado.	Creación de valor económico
Estable	Ciberincidentes	La velocidad del desarrollo tecnológico , el aumento en la frecuencia e intensidad de los ciberataques , así como la tendencia a golpear infraestructuras críticas y sectores industriales estratégicos implican nuevos desafíos de potenciales riesgos asociados a ciberataques o falla de data center o falla de conducta ética en los procedimientos, ocasionando la interrupción del negocio o la pérdida de confidencialidad de datos personales, sobre todo en el contexto de Enel que se integran, datos, operaciones y personas con interconexión de activos y digitalización de las operaciones.	Interrupción del negocio; afectación de la imagen; no cumplimiento con las normas locales relativas a la protección de datos personales.	Monitoreo continuo a la vulnerabilidad y amenazas a los sistemas; diseminar cultura de ciberseguridad y protección de datos dentro de la Compañía; identificar los sistemas críticos y protegerlos y contratación de seguros a nivel de Grupo Enel.	Innovación y transformación digital; Gobierno sólido y Conducta Corporativa Justa; Compromiso con los clientes; ecosistemas y plataformas
Estable	Incumplimiento de la senda de SAIDI/ SAIFI	Riesgo asociado al incumplimiento de la frecuencia media de interrupciones por Cliente (SAIFI) y del tiempo medio de interrupción por Cliente (SAIDI), definidos por el Regulador	Interrupción del negocio; afectación de la imagen; pérdidas financieras por multas y compensaciones	Se diseñan e implementan planes de mantenimiento para reducir la probabilidad de fallas, planes de calidad para aumentar el respaldo, planes de inversión para aumentar capacidad y renovación de la red	Compromiso con el cliente y enfoque en el cliente
Estable	Paralización forzada por manifestaciones sociales	Riesgo derivado de manifestaciones de los grupos de interés.	Interrupción del negocio; afecta la continuidad operacional	Relacionamiento territorial/comunitario continuo para evitar y anticipar eventuales conflictos y aportar al desarrollo de la comunidad	Involucramiento con las comunidades locales; creación de valor económico; compromiso con los clientes

CRUCE DE RIESGOS CON LOS TEMAS DE LA MATRIZ DE MATERIALIDAD 2020

Impacto	Riesgos	Descripción	Potenciales impacto	Mitigación	Tema material asociado
Estable	Personas	Incapacidad para atraer, retener y desarrollar personas adecuadamente calificadas y comprometida.	No contar con los skills necesarios para el desarrollo de las actividades estratégicas y operacionales, impulsar el desarrollo para gestionar la transición energética, caracterizada por un fuerte impulso tecnológico. Se requiere la presencia de nuevos perfiles y competencias profesionales, así como un importante cambio cultural y organizativo. Las organizaciones deben avanzar hacia modelos comerciales nuevos, ágiles y flexibles. Las políticas de mejora de la diversidad y la gestión y promoción del talento se convierten en elementos clave en las empresas que están gestionando cambios profundos.	• Planes de capacitación y desarrollo orientados a la formación de líderes que cuenten con las habilidades necesarias para garantizar una adecuada gestión operativa y de los procesos de transformación. • Programas de capacitación técnica de perfeccionamiento en actividades específicas. • Impulso de planes de formación en habilidades digitales. • Desarrollo de acciones de integración de equipos y escucha con los colaboradores que permitan reforzar el compromiso e identificación con la Empresa. • Proactividad en la realización de acciones de cuidado de las personas y su salud, promoviendo un adecuado equilibro (work-life balance). • Políticas de diversidad que garantizan igualdad de oportunidades y fomentan la integración. • Procesos exhaustivos de búsqueda y selección que aseguran contrataciones de personal con las habilidades necesarias y alineadas a los valores del grupo.	Gestión, desarrollo y motivación de las personas
Estable	Ética y compliance	Los países del Grupo operan en mercados caracterizados por altos niveles de corrupción percibida, de acuerdo a los indicadores publicados por Transparency International. Las necesidades del negocio de distribución, generación y ventas, y la alta externalización de los servicios, crean una exposición a riesgos de compliance para la empresa, respecto a lo establecido en la legislación anti-corrupción y de responsabilidad de las personas jurídicas definida en cada país de la región, mayor riesgo de fraude contra la Compañía, así como al riesgo de multas o sanciones contra el soborno y la corrupción, en el caso que nuestros empleados o los terceros que contratamos no cumplen con los requisitos de ley anti-bribery y corrupción.	• Sanciones importantes (multas, penalidades, prohibiciones), que pueden llevar hasta la disolución de la persona jurídica o la prohibición de mantener contratos con la administración pública. • Impacto reputacional para la empresa • Relevancia de los esfuerzos Legales (tiempo, recursos) necesario para proteger las Empresas del Grupo	• Mensajes 'Tone from the Top' por parte de la alta administración, y compromiso de los directorios / consejos de las Empresas del grupo en la Región. • Código de conducta empresarial y adopción de programas de compliance / integridad, con políticas y procedimientos específicos para tratar las áreas a riesgo en los procesos de la empresa. • Campañas de formación, capacitación y concientización sobre cumplimiento comercial para todos los empleados propios, así como para todos los proveedores externos. • Definición de un compliance officer por parte del directorio / consejo, que reporte de forma independiente respecto a las actividades de revisión y funcionamiento del modelo de compliance adoptado. • Definición e implementación de un programa de compliance que empiece desde la evaluación de los riegos de compliance para la Empresa, y que sea objeto de revisión periódica de estas evaluaciones, producto también de las auditorías y verificaciones realizadas • Certificación independientes de la solidez de los programas de compliance adoptados por las empresas (ISO 37001, Certificación MPRP, programa Pro-Etica, etc.) • Adopción de un canal de whistleblowing, que asegure la confidencialidad y anonimato a los notificantes. • Programa de verificación de third-party risk, para asegurar la necesaria due diligence sobre el perfil de honorabilidad de las contrapartes que trabajan con el Grupo en todos los procesos. • Estándares contractuales específicos que incluyan las obligaciones de las contrapartes a respetar los principios y valores definidos en el código de ética, plan tolerancia cero a la corrupción, modelo de prevención de riesgos penales, policy de derecho humanos. • Auditorías internas, revisiones y testeos, monitoreo continuo para verificar el efectivo funcionamiento del programa de compliance implementado, y reporting de los resultados a los directorios / consejos de las Empresas del Grupo en la Región. • Programa de verificación de third-party risk, para asegurar la necesaria due diligence sobre el perfil de honorabilidad de las contrapartes que trabajan con el Grupo en todos los procesos. • Estándares contractuales específicos que incluyan las obligaciones de las contrapartes a respetar los principios y valores definidos en el código de ética, plan tolerancia cero a la corrupción, modelo de prevención de riesgos penales, policy de derecho humanos. • Auditorías internas, revisiones y testeos, monitoreo continuo para verificar el efectivo funcionamiento del programa de compliance implementado, y reporting de los resultados a los directorios / consejos de las Empresas del Grupo en la Región.	Gobierno Sólido y Conducta Corporativa Justa
Estable	Salud y Seguridad de personal propio y contratistas	Los principales riesgos son los derivados del desempeño de actividades operativas en las plantas e infraestructura de la compañía y durante el último año con los de contagio de COVID. La violación del cumplimiento de las leyes y reglamentos y procedimientos vigentes en el campo de la salud y la seguridad, los lugares de trabajo, la gestión de estructuras, activos y procesos administrativos, que pueden tener un impacto negativo en las condiciones de salud de los colaboradores, contratistas y stakeholders	•Disminución compromiso personal • Paralización de operaciones • Eficiencia y productividad • Multas • Impacto reputacional para la empresa	• Estrategia, políticas, procedimientos y gobernanza de salud y seguridad • Sistemas de Gestión ISO 45.001 • Procesos de evaluación de proveedores • Medidas COVID • Impacto reputacional para la empresa	Salud y Seguridad; Gestión desarrollo y motivación de las personas; cadena de suministro sostenible

Clasificaciones de Riesgo

En 1994, Standard and Poor's y Duff & Phelps clasificaron por primera vez a Enersis (hoy Enel Américas) en BBB+, (grado de inversión). Posteriormente, en 1996 Moody's clasificó la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la Compañía en Baa1.

Desde ese tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión" y se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y las adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL DE ENEL AMÉRICAS

	S&P [1]	Moody's [2]	Fitch Ratings [3]
Corporativo	BBB (Negativa)	Baa3 (Positiva)	A- (Estable)

(1): https://www.standardandpoors.com/en_US/web/guest/home
(2): https://www.moodys.com
(3): https://www.fitchratings.com

CLASIFICACIÓN LOCAL DE ENEL AMÉRICAS

	Feller Rate [1]	Fitch Ratings [2]
Acciones	1° clase, Nivel 2	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA- / Estable	AA+(cl) / Estable

(1): https://www.feller-rate.com/corporativo
(2): https://www.fitchratings.com/

A continuación, se resumen los principales acontecimientos que tuvieron lugar en 2020:

- El 27 de marzo, la agencia Standard and Poor's confirmó el rating "BBB" y disminuyó la perspectiva de "Estable" a "Negativa", explicado por la situación macroeconómica en Colombia, país donde la Compañía tiene operaciones.

- Por otra parte, el 26 de agosto, la agencia Fitch Ratings revisó y mantuvo la clasificación de la Compañía en "A-" con perspectivas "Estable" en escala internacional. Junto con esto, Fitch Ratings ratificó su clasificación "AA+" con perspectiva "Estable" para la escala nacional.

- Finalmente, el 24 de septiembre, la agencia Feller Rate revisó la clasificación corporativa de Enel Américas, ratificando el rating "AA-" y modificando la perspectiva de "Estable" a "Creditwatch en Desarrollo" en la escala nacional, a la espera de que ejecute la fusión por absorción de EGP Américas

- Las clasificaciones se fundamentan en el diversificado portafolio de activos que posee la Compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez.

Materialidad

Análisis de Materialidad y Priorización Grupos de Interés

Enel Américas, conforme a la metodología de reportes de sostenibilidad GRI (Global Reporting Iniciative) adoptada por el Grupo Enel, considera a los grupos de interés como elemento central y los coloca al centro de la definición de los asuntos materiales de la Compañía. Por esta razón se realiza un trabajo de identificación y priorización de ellos que involucra toda la Compañía y sus subsidiarias en forma directa. Resultado de este trabajo es la identificación de los grupos relevantes que son objeto de consulta sobre sus prioridades y expectativas respecto a la Compañía. De la misma forma se procede al interior de la Empresa para determinar sus prioridades estratégicas. En base a lo anterior, se define la materialidad de Enel Américas que rige nuestra planificación estratégica y de la cual damos cuenta en los diferentes reportes públicos.

Un tema se considera material cuando su gestión y/o impactos son relevantes para el negocio y/o influencian en la decisión de los stakeholders. En este punto, es importante destacar el estándar SASB (Sustainability Accounting Standard Board) que señala cuáles son los aspectos materiales desde la mirada del inversionista. Las normas de la SASB se centran en los temas financieramente importantes, porque su misión es ayudar a las empresas de todo el mundo a informar sobre los temas de sostenibilidad

que más importan a sus inversionistas, identificar las cuestiones financieramente importantes, que son las que tienen una probabilidad razonable de afectar a la situación financiera o a los resultados operativos de una empresa y, por tanto, son las más relevantes para los inversionistas y accionistas.

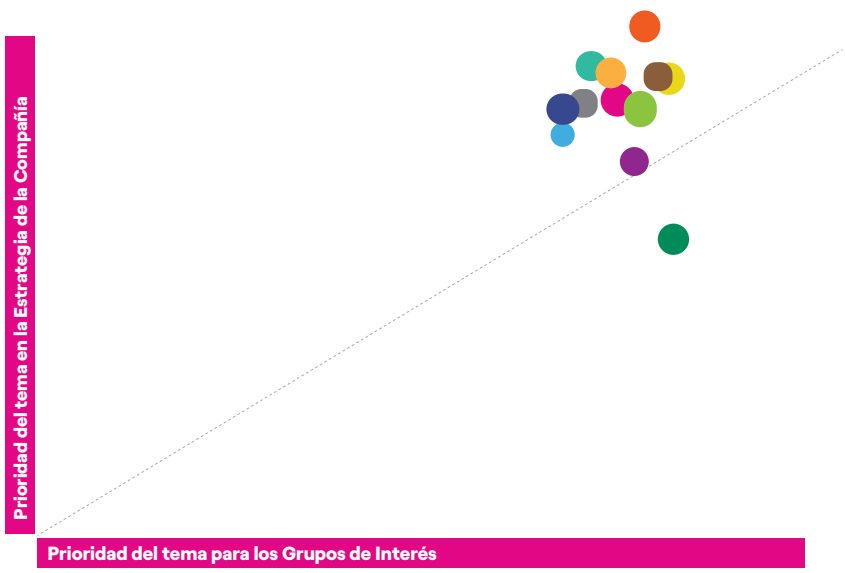
Este estándar ha definido los temas materiales a considerar para cada sector. Enel Américas se ubica en el sector de ***Electric Utilities & Power* (Generators)** y los temas que este estándar define como materiales son: emisiones de gases de efecto invernadero y planificación de recursos energéticos, calidad del aire; gestión del agua; gestión de las emisiones a carbón; asequibilidad; salud y seguridad de los trabajadores; eficiencia y demanda; seguridad y gestión de emergencias.

Tema material	Dimensión	ODS	Capítulo en que se trata
Gestión, desarrollo y motivación de empleados	Dimensión Social	ODS 4 Educación y calidad	Capítulo 5
Innovación y transformación digital	Dimensión de Gobierno	ODS 9 Industria, innovación e infraestructura,	Capítulo 4
Compromiso con el cliente	Dimensión de Gobierno	ODS 7 Energía accesible y limpia	Capítulo 5
Seguridad y salud ocupacional	Dimensión Social	ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico	Capítulo 5
Buen gobierno y conducta corporativa justa	Dimensión de Gobierno	ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico	Capítulo 2
Distribución de energía	Dimensión Ambiental	ODS 7 Energía accesible y limpia	Capítulo 4
Ecosistemas y plataformas	Dimensión de Gobierno	ODS 9 Industria, innovación e infraestructura,	Capítulo 4
Creación de valor económico y financiero	Dimensión de Gobierno	ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico	Capítulo 3
Gestión medioambiental	Dimensión Ambiental	ODS 13 Gestión climática	Capítulo 5
Descarbonización de la matriz energética	Dimensión Ambiental	ODS 13 Gestión climática	Capítulo 5
Cadena de suministro sostenible	Dimensión Social	ODS 11 Ciudades y comunidades responsables	Capítulo 5
Involucrar a las comunidades locales	Dimensión Social	ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico y ODS 7 Energía accesible y limpia	Capítulo 5

Matriz de materialidad Enel Américas

La matriz de materialidad final indica cuáles temas son prioritarios para nuestros stakeholders y a la vez estratégicos para la Compañía. La información que provee sirve de insumo para la formulación del Plan de Sostenibilidad, el cual se actualiza anualmente.

MATRIZ DE MATERIALIDAD–
ANÁLISIS DE MATERIALLIDAD



- Creación de valor económico y financiero
- Ecosistemas y plataformas
- Compromiso con el cliente
- Buen gobierno y conducta corporativa justa
- Distribución de energía
- Involucrar a las comunidades locales
- Gestión medioambiental
- Descarbonización de la matriz energética
- Seguridad y salud ocupacional
- Gestión, desarrollo y motivación de empleados
- Cadena de suministro sostenible
- Innovación y transformación digital

Análisis de riesgo ASG

Los riesgos ASG son parte integrante de la política de gestión de riesgos, tal como se describe en la sección Factores de Riesgos, y se identifican considerando las siguientes referencias:

- Los temas relevantes a considerar en la Materialidad, entre los cuales se encuentran el clima extremo, fracaso en la acción climática, concentración del poder digital y desigualdad digital, entre otras. Estos temas son identificados según el Informe Global de Riesgos Mundial 2021, implementado por el Foro Económico Mundial (WEF) [1].

- Evaluaciones de riesgo realizadas en el contexto del proceso de debida diligencia de derechos humanos y sistemas de gestión integrados (ambiental, calidad y seguridad), entre otros.

- Análisis de agencias internacionales de calificación de sostenibilidad más prestigiosas, que utilizan sistemas específicos de evaluación de riesgos para definir el nivel de desempeño de la empresa en términos de ASG.

Debida diligencia

El Grupo Enel está comprometido con los principios que resguardan y fomentan la protección de los derechos humanos, hecho que queda plasmado en la política aprobada por el Directorio en el año 2013. En línea con las directrices de la ONU, desde 2017 Enel Américas realiza un proceso de debida diligencia en materia de derechos fundamentales, que considera toda su cadena de valor, con el fin de identificar potenciales riesgos de vulneración dentro del ámbito de sus operaciones y establecer mecanismos de reparación para abordar posibles brechas

Grupos de interés

Conocer las expectativas de los grupos de interés es una piedra angular de la estrategia de Sostenibilidad. Este enfoque busca identificar, a drivers que permitan hacer modelos energéticos sostenibles, competitivos y seguros, así como desarrollar perspectivas innovadoras, exhaustivas y pioneras para adelantar acontecimientos, gestionar riesgos y buscar diferenciación. El compromiso de la Compañía de mantener un diálogo continuo con estos grupos es un elemento fundamental para generar ámbitos de colaboración, desarrollo y confianza. En definitiva, Enel Américas considera que la gestión y el diálogo con los grupos de interés contribuye a:

- Mejorar la gestión de los riesgos y oportunidades;
- Identificar de manera temprana tendencias y asuntos relevantes;
- Potenciar la credibilidad y la confianza, permitiendo la creación de sinergias;
- Favorecer los procesos de toma de decisiones;
- Aflorar oportunidades de mejora y de negocio.

(1) http://www3.weforum.org/docs/WEF_The_Global_Risks_Report_2021.pdf

Los gerentes de la Compañía, en función de sus actividades, son responsables de la gestión constante de sus grupos de interés. Al mismo tiempo, la Compañía revisa, identifica y mapea a sus stakeholders a nivel consolidado de manera regular. Sumado a ello y de forma anual, se efectúa una actualización del mapa de acuerdo a la realidad actual. En 2020, la Compañía realizó la priorización de los grupos de interés de acuerdo a la relevancia que tienen para la Empresa. Para ello, los stakeholders fueron priorizados de acuerdo a dos variables:

- **Dependencia:** grupos o individuos que son directa o indirectamente dependientes de las actividades, productos o servicios de la organización y de sus funciones asociadas.

- **Influencia:** grupos e individuos que pueden tener impacto en la organización o grupos de interés estratégico para el proceso de toma de decisiones.

Canales de comunicación

La excelencia operativa de la Compañía se apoya en una interacción continua con sus grupos de interés, con los que mantiene relación en el ejercicio de sus actividades. A través de los canales y procedimientos de comunicación, Enel Américas adquiere un conocimiento sólido de sus necesidades y expectativas.

Adicionalmente, la Compañía a través de sus subsidiarias cuenta con una amplia presencia en redes sociales, con contenidos dirigidos a todos sus stakeholders y una interacción fluida con sus comunidades virtuales. En las diversas plataformas sociales (Twitter, Facebook, Linkedin e Instagram), la Compañía publica información corporativa, educativa, comercial, financiera, de sostenibilidad y de atención al cliente. En caso de existir problemas con la privacidad de los clientes, las redes sociales sirven como punto de contacto para escalar estás problemáticas.

Enfoque de Gestión Temas Materiales

A partir de encuestas directas a los grupos de interés y complementadas con fuentes secundarias, se identifican los temas prioritarios para cada grupo de interés. Durante el año 2020, Enel Américas identificó las siguientes prioridades:

	Comunidad de Negocios	Clientes	Comunidad Financiera	Instituciones	Sociedad Civil y Comunidades Locales	Medios	Nuestras Personas	Proveedores y Contratistas
Creación de valor económico y financiero	🔴	🔵	🔵	🟢	🟢	🔴	🔴	🔴
Gobierno sólido y conducta corporativa justa	🔴	🔴	🔵	🔵	🔵	🔵	🔴	🔴
Compromiso con el cliente	🔴	🔵	🟢	🟢	🟢	🔵	🔴	🔴
Ecosistemas y Plataformas	🔴	🔴	🔴	🔵	🔵	🔵	🔵	🔴
Innovación y transformación digital	🔴	🔴	🟢	🟢	🔵	🟢	🔵	🔴
Distribución de energía	🔴	🔵	🔴	🔴	🔴	🔵	🔴	🔴
Descarbonización de la matriz energética	🔴	🔵	🔵	🔴	🔴	🔴	🔴	🔴
Gestión ambiental	🔴	🔴	🔵	🔴	🔴	🔵	🔵	🔴
Gestión, desarrollo y motivación de las personas	🔴	🔵	🔵	🔵	🔵	🟢	🔴	🔴
Salud y seguridad laboral	🔴	🔵	🔵	🔵	🔵	🔵	🔴	🔴
Cadena de aprovisionamiento sostenible	🔴	🔵	🟢	🔵	🟢	🔴	🔴	🔴
Involucramiento de las comunidades locales	🔴	🔵	🔵	🔵	🔵	🟢	🔵	🔴

🔴 Valores de prioridad de 4,3 a 4,9 (Prioridad alta)
🔵 Valores de prioridad de 3,6 a 4,2 (Prioridad media)
🟢 Valores de prioridad de 2,8 a 3,5 (Prioridad baja)

Enel Américas responde a las inquietudes identificadas proporcionando información en su Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad, en las que se detallan las acciones y proyectos llevado a cabo durante el año. Además, los resultados son un insumo principal para la construcción de la Matriz de Materialidad 2020, la cual a su vez es parte integrante del Plan de Sostenibilidad 2021–2023.

Compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los ODS son parte de nuestro trabajo y han consolidado nuestro compromiso hacia un modelo de negocio cada vez más sostenible.

Enel Américas se ha comprometido a contribuir en forma específica en seis de los 17 ODS, lo que no excluye la contribución de la Compañía para alcanzar todos los objetivos. Es más, el compromiso con los ODS fue resultado de la definición del modelo de negocio sustentable; por lo tanto, su plan estratégico de negocio sostenible se enmarca en la transición energética incorporando las metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

LOS SEIS ODS CON LOS QUE ENEL AMÉRICAS SE HA COMPROMETIDO SON:

Educación y calidad

Energía accesible y limpia

Trabajo decente y crecimiento económico

Industria, innovación e infraestructura

Ciudades y comunidades sustentables

Acción climática

ODS 7 Energía Asequible y limpia

En un proceso de transición energética, Enel Américas sigue a paso firme la ejecución de su plan de crecimiento de proyectos renovables, evidenciado con la propuesta de fusión con EGP Américas.

ODS 9 Industria, Innovación e Infraestructura

Para que la energía eléctrica renovable llegue a nuestras casas, el Grupo Enel necesita una infraestructura sólida, digitalizada y resiliente. De acuerdo a este principio, la Compañía enfoca sus inversiones en la digitalización de nuestras redes y la calidad del servicio.

ODS 11 Ciudades y comunidades sostenibles

Como industria eléctrica, el fenómeno de la urbanización nos pone el gran desafío de contribuir a la sostenibilidad de nuestras ciudades, las cuales queremos que siempre estén menos contaminadas y cuenten con más servicios "limpios" que los ciudadanos puedan aprovechar. En este sentido, estamos invirtiendo en una serie de nuevos servicios de electrificación.

ODS 13 Acción climática

Nuestro plan de negocio que apunta a los ODS 7, 9 y 11 lleva a acciones para el clima que abordan las metas del ODS 13, al reducir tanto nuestras emisiones directas como la huella de nuestros clientes.

En lo específico, durante 2020 la generación en base a carbón representó un 1,6% de la generación total de Enel Américas, lo que involucra una planta de respaldo en Colombia. En tanto, la producción renovable alcanzó al 55% de la generación total. (ODS 13)

ODS 4 Trabajo decente y crecimiento económico y ODS 8 Educación de calidad) Enel Américas se compromete diariamente a promover el desarrollo económico y social en las comunidades donde está presente, además de proporcionar acceso a energía limpia donde más se necesita. Hemos invertido en fomentar una educación de calidad, trabajo decente y crecimiento económico.

Con aproximadamente 374 proyectos en los países en los que trabajamos, contribuimos activamente al desarrollo y al crecimiento social y económico de sus regiones. Entre nuestras intervenciones podemos contar la expansión de infraestructuras, programas de instrucción y formación, iniciativas dirigidas a la inclusión social y proyectos que apoyan la vida cultural y económica.

Una herramienta fundamental para estos proyectos es la colaboración con organizaciones locales. Actualmente colaboramos organizaciones que operan a nivel local y que promocionan el desarrollo regional a través de intervenciones a medida e innovadoras, una herramienta fundamental para estos proyectos.

Valor Económico Generado y Distribuido

La fuerte devaluación experimentada por las monedas locales de los países donde operamos respecto al dólar estadounidense, afectó en forma significativa nuestros ingresos y costos operacionales del año 2020, producto de la conversión de cifras desde dichas monedas a la moneda de presentación de la Compañía. Las mencionadas devaluaciones se originan por el complejo escenario macroeconómico que vivió el mundo y latinoamérica en general, producto de la crisis sanitaria originada por el COVID-19.

Los ingresos operacionales durante el año 2020 cayeron un 14,8% respecto al año anterior alcanzando los US$12.193 millones. La principal razón de esta caída se debe a la conversión de cifras, la cual fue parcialmente compensada por mayores ingresos producto de reajustes tarifarios principalmente en Brasil.

Los costos operativos durante el año 2020 cayeron un 10,9% respecto al año anterior alcanzando los US$9.722 millones. La principal disminución se produce por el efecto de conversión de cifras, este efecto se ve parcialmente compensado por mayores tarifas desembolsadas por bienes y servicios contratadas por la Sociedad en el desempeño de sus actividades principalmente en Brasil.

Dentro del ítem pagos al gobierno, se incluyen los pagos efectuados en cada uno de los países donde opera la Compañía (ninguno de los cuales es un paraíso tributario). Enel Américas contribuye con el pago de impuestos, al desarrollo de las propias economías locales.

Finalmente el valor económico retenido, alcanzó en el año 2020 US$123 millones, una reducción de US$1.324, el cual se explica por las razones operacionales ya detalladas, y un mayor pago de dividendos a los accionistas US$334 millones producto de las mejores utilidades originadas en el año anterior.

		2020		2019	
		Mill de US$	%	Mill de US$	%
	Ingresos	12.656	100%	15.040	100%
Valor Económico Generado (VEG)	Operacionales	12.193	96%	14.314	95%
	No operacionales	463	4%	726	5%
	Costos operativos	9.722	77%	10.917	73%
	Salarios y beneficios sociales para los empleados	418	3%	628	4%
Valor Económico Distribuido (VED)	Pagos a proveedores de capital	1.826	14%	1.812	12%
	Gastos financieros	768	6%	1.088	7%
	Pagos de dividendos	1.058	8%	724	5%
	Pagos al Gobierno	567	4%	236	2%
Valor Económico Retenido (VER)	VER= VEG-VED	123	1%	1.447	1%

Estrategia y Modelo de Negocio de Enel Américas

En un entorno de mayor volatilidad como el que vemos hoy en la región, es importante destacar que la fusión con EGP Américas permite mantener la sólida estructura de capital de Enel Américas y, por lo tanto, le da flexibilidad a la Compañía para desarrollar proyectos renovables a futuro y seguir capturando nuevas oportunidades.

La fusión con EGP Américas permitirá a Enel Américas contribuir directa y activamente al objetivo de reducción de emisiones de CO_2 del Grupo Enel, el cual es disminuir en 80% sus emisiones de CO_2 al 2030 respecto al 2017"

Además, la incorporación de las energías renovables posibilitará que la Compañía diversifique su negocio, junto con permitirle aportar y contribuir a la reactivación económica, tan necesaria para el desarrollo sostenible de la región.

Con la operación se incorporará en Enel Américas el negocio de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power posee en Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Asimismo, la Compañía podrá acceder a nuevas oportunidades de crecimiento en generación, lo que se sumará a su ya consolidado liderazgo en distribución y al desarrollo de soluciones energéticas avanzadas a través de Enel X.

Por otra parte, esta transacción llevará a que Enel Américas aumente su capacidad instalada en la región desde los actuales 11,3 GW a 19,2 GW, considerando que Enel Green Power Américas cuenta con 3,6 GW de capacidad instalada en operación y 4,3 GW en etapa avanzada de desarrollo en Centro y Sudamérica (excluyendo Chile), además de un pipeline de largo plazo de alrededor de 22 GW.

El proceso de fusión del negocio de renovables de Enel Green Power en Enel Américas se detalla en los hitos del capítulo "Hitos del período" del presente Reporte y toda la información se encuentra en nuestra web corporativa en la sección inversionistas.

Enel Américas y su Compromiso con la Sostenibilidad

Producto de la emergencia sanitaria, la crisis climática, los cambios demográficos, la revolución digital y las demandas sociales que marcan las expectativas de los stakeholders, las empresas tienen un rol clave en la estabilización y cuidado de las economías; así como en potenciar la transición energética y apoyar a las personas más vulnerables.

En este contexto, Enel Américas ha puesto al centro de su gestión los aspectos ambientales, sociales y de gobernanza (ASG). Es así que en este período se ha puesto especial énfasis en la innovación y considerando como foco principal el cuidado de sus personas -trabajadores y contratistas-, proveedores y las comunidades en donde está presente la Compañía.

Estrategia de Negocio Sostenible

Para Enel Américas, la sostenibilidad es sinónimo de creación de valor para todos los grupos de interés, lo cual se desarrolla a través de un modelo que integra en el plan de negocio la gestión y los objetivos ASG que incorporan el compromiso con los ODS.

El Modelo de Negocio del Grupo Enel permite crear sinergias y valor a largo plazo para todos sus grupos de interés, a través de cinco líneas de negocio que abarcan infraestructura y redes, trading, generación de energía, retail y Enel X.

Como parte del Grupo Enel, Enel Américas ha enfocado su propósito hacia un negocio sostenible que se basa en la innovación para crear valor a largo plazo, lo que no puede desarrollarse sin una innovación continua y esta no tiene sentido si no está dirigida a la sostenibilidad.

A través de la visión Open Power, Enel Américas, apunta a abrir el acceso a la energía a un mayor número de personas, abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías, abrir la gestión de la energía a las personas, abrir la posibilidad de nuevos usos de la energía y abrirse a un mayor número de alianzas.

Consciente del rol que la Compañía tiene en la contribución a la resiliencia frente al cambio climático y en los fenómenos sociales relativos a la urbanización, Enel Américas cuenta con una oferta en servicios low carbon mediante la electrificación de las ciudades, servicios de calidad y en digitalización de las redes, así como en la generación de energía eléctrica, principalmente renovable, liderando la transición hacia economías bajas en carbono en los países en que está presente

Plan de Sostenibilidad 2021-2023

Este guiará el actuar de Enel Américas los próximos tres años, permitiendo a la Compañía navegar hacia la transición energética que avanza a una velocidad cada vez mayor. Se construye tomando en consideración las principales tendencias y contingencias a nivel de la región que influyen en la industria energética, los riesgos más relevantes del sector de la energía y los temas prioritarios para los grupos de interés de la Compañía. Enel Américas junto con la Gerencia de Sostenibilidad de cada país monitorea el avance y cumplimiento de cada objetivo y meta.

El Plan de Sostenibilidad se fundamenta en cuatro pilares ASG que sostienen la estrategia:

- Salud y seguridad laboral;
- Solidez del gobierno corporativo;
- Sostenibilidad de la gestión ambiental;
- Sostenibilidad de la cadena de aprovisionamiento.

El factor habilitador del plan es la innovación, la cual se considera indispensable para lograr la sostenibilidad del negocio, así como de las relaciones sociales internas y externas de la empresa.

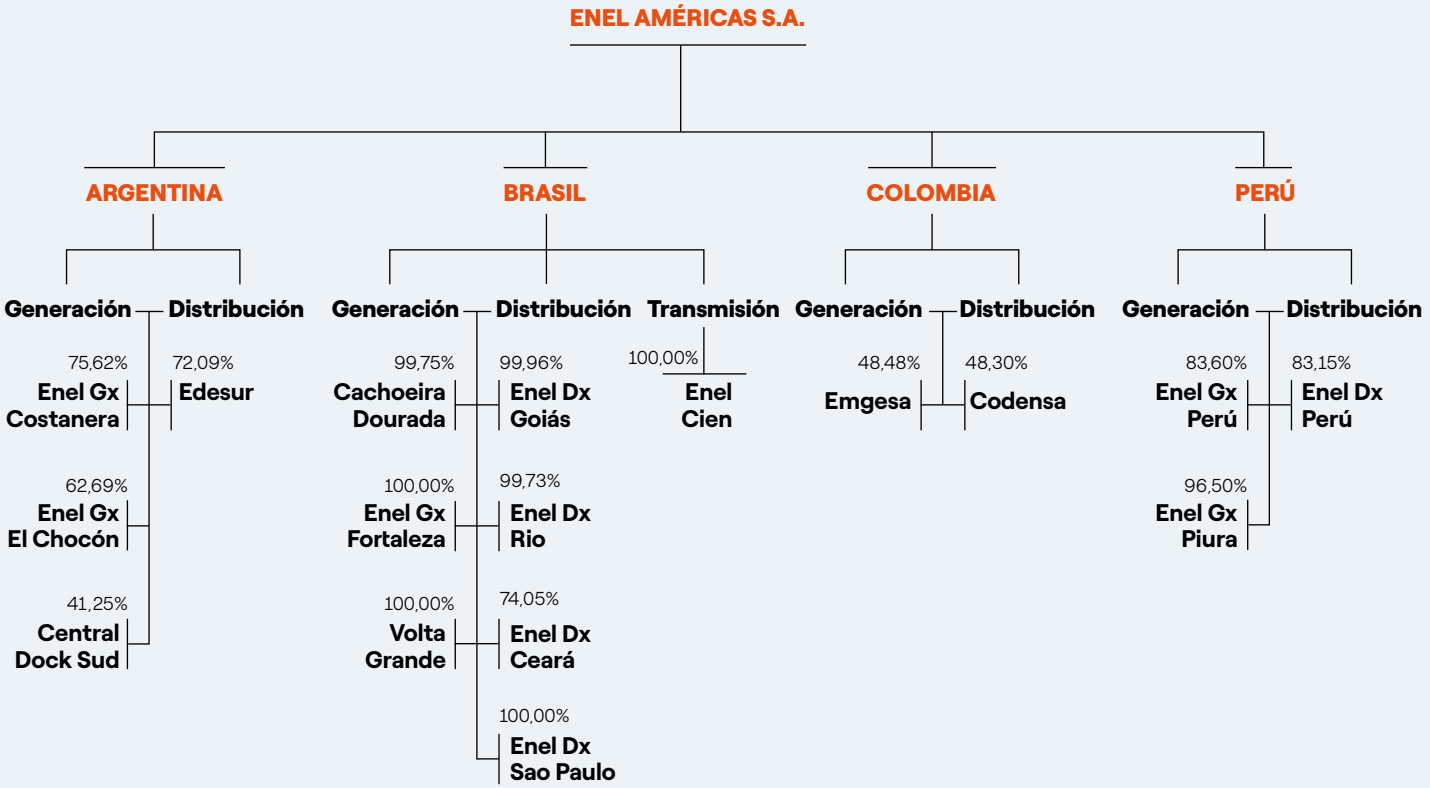
Enel Américas ha generado impactos positivos en la sociedad a través de su desempeño ambiental, de su integración con el tejido social de los territorios en que opera y con la creación de un ambiente laboral que responde a las necesidades de nuestros colaboradores

El año 2020, el 55% de la energía generada provino de fuentes renovables, confirmando nuestro compromiso con el cuidado del medio ambiente., siendo reforzado por nuestros nuevos contratos de demanda response por 13,9 MW, que facilitan un uso más eficiente de la energía.

4

Negocios de Enel Américas

Estructura de Negocios



Reseña Histórica

1981

El **19 de junio,** la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas subsidiarias. Una de ellas fue la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A.

1985

Como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso, se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP), los colaboradores de la misma Empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas, cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

1987

El Directorio de la Sociedad propuso una división de las distintas actividades de la Compañía matriz. De esta forma, se crearon cuatro subsidiarias que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987, que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

1988

El **1 de agosto**, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A.

2002

En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la Compañía, introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de internet.

2015-2016

La Compañía vivió un proceso de reestructuración societaria, que comenzó en abril de 2015 y culminó en diciembre de 2016. La reestructuración consistió en separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. De esta manera, la antigua Enersis S.A. se escindió dando origen a: Enel Américas S.A., empresa continuadora legal de Enersis con actividades en Argentina, Brasil, Colombia y Perú y; Enel Chile S.A., con los activos asociados a las actividades desarrolladas en Chile.

2020

En la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 18 de diciembre de 2020, se aprobó realizar la fusión por incorporación de los activos de EGP Américas en los países de Sudamérica (sin Chile) y Centroamérica (Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Panamá, Costa Rica y Guatemala) dentro de Enel Américas. La junta contó un quorum de asistencia de 96,67% y una aprobación de alrededor de 81% del total de las acciones suscritas a dicha fecha.

Con fecha 1 de abril de 2021 se materializó la mencionada fusión.

Al cierre del período Enel Américas S.A. es una de las Compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución.

Expansión y Desarrollo

Enel Américas inició su expansión internacional en 1992 mediante la participación en distintos procesos de privatización en América Latina, logrando una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

1992

- El **15 de mayo**, Enel Américas (en ese momento Enersis) adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente **Enel Generación Costanera,** ubicada en Buenos Aires, Argentina.

- El 30 de julio, se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., **Edesur**, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- En julio compró la generadora Hidroeléctrica **El Chocón,** (hoy Enel Generación), ubicada en las provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

- En julio, Enel Américas adquirió en US$176 millones, el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., **Edelnor** (actualmente **Enel Distribución Perú**) en Perú. También compró **Edechancay**, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.

1995

- El 12 de diciembre, Enel Américas sumó un 39% adicional de **Edesur**. Además, adquirió la generadora Edegel (ahora **Enel Generación Perú**), en Perú.

1996

- El 20 de diciembre Enel Américas ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en las ciudades de Rio de Janeiro y Niteroi, en Brasil, cuya razón social cambió a Ampla Energía e Serviços S.A. y que hoy es conocida como **Enel Distribución Rio**.

- El 20 de diciembre, adquirió el 99,9% de la **Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.** en Colombia.

1997

- El 5 de septiembre adquirió, por un monto de US$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada (hoy **Enel Green Power Cachoeira Dourada**), en Brasil.

- El 15 de septiembre, Enel Américas (en ese entonces Enersis) participó con éxito en el proceso de capitalización de **Codensa S.A. E.S.P**., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.

- El 15 de septiembre adquirió, por un monto de US$951 millones, el 48,5% de **Emgesa**, generadora colombiana y el 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.

- Endesa S.A. (España) compró el 32% de Enersis (hoy Enel Américas).

1998

- El 3 de abril, Enersis (actualmente Enel Américas) adquirió, por un monto de US$868 millones el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce (hoy conocida como Enel Distribución Ceará), empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará.

1999

- Endesa, S.A. (España) tomó el control de Enersis (hoy Enel Américas). A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión

de US$1.450 millones. Como consecuencia del posterior aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.

- El 11 de mayo, Enersis (actualmente Enel Américas) adquirió un 35% de Endesa Chile (hoy **Enel Generación Chile**), el que sumado al 25% que ya controlaba en esta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.

2000

- Se vendieron las subsidiarias Transelec, Esval, Aguas Cordillera y activos inmobiliarios en US$1.400 millones.

2001

- Se efectuaron importantes inversiones: US$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra (hoy llamada **Enel Distribución Chile);** US$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de **Edesur**, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los colaboradores de la Empresa; US$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla (hoy **Enel Distribución Rio**); US$23 millones para incrementar en 15% la participación en Río Maipo, en Chile; y US$1,6 millones para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de **Distrilima**, en Perú.

2002

- Se adjudicó en Brasil, la Central Termoeléctrica Fortaleza (**Enel Generación Fortaleza**) en el estado de Ceará. Adicionalmente, comenzó la operación comercial de la segunda fase de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, CIEN (hoy Enel Cien), completando una capacidad de transmisión de 2.200 MW entre ambos países.

2006

- En febrero se adquirió en aproximadamente US$17 millones, la central Termocartagena (142MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.

2007

- El 11 de octubre, Enel SpA toma control de Enersis, a través de Endesa, S.A.

2009

- El 15 de octubre, Enersis S.A. (hoy Enel Américas) adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su subsidiaria peruana Enel Generación Perú, en ese entonces Edegel, a un precio de PEN2,72 por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana subsidiaria de Enel Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionaria directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010

- Enersis (hoy Enel Américas) vendió las compañías CAM; y Synapsis por un monto de US$20 millones y US$52 millones respectivamente

2012

- En la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de diciembre, se aprobó con el 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la Compañía, un aumento de capital por hasta Ch$2.844.397.889.381. El accionista controlador suscribiría dicho aumento de capital con un aporte en especies, correspondiente a la totalidad del capital social de Cono Sur, Compañía que agrupará las acciones que serían aportadas por Endesa (Endesa España) a Enersis (hoy Enel Américas), valorada en Ch$1.724.400.000.034..

2013

- **Aumento de capital:** con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis (hoy Enel Américas) suscribieron un total de aproximadamente US$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.

2014

- A través de una OPA se compraron 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B de Colece, hoy Enel Ceará, equivalentes a una inversión aproximada de US$243 millones. Con esto, la Empresa alcanzó una participación directa e indirecta del 74,05%.

- En abril, Enersis (hoy Enel Américas) subscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía

indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US$413 millones. La transacción terminó en septiembre, y como resultado de esta, Enersis (hoy Enel Américas) alcanzó el 58,60% de la participación económica de Edegel (hoy Enel Generación Perú).

- El 31 de julio, Enel Energy Europe S.R.L. hoy Enel Iberoamérica SRL, accionista mayoritario de Endesa S.A. (con 92,06% de su capital social), propuso la adquisición del 100% del capital social de Endesa Latinoamérica S.A. (actualmente absorbida por Enel Iberoamérica SRL). La operación concluyó en octubre de 2014 y como resultado Enel S.A. pasó a controlar directamente el 60,62% de Enersis (hoy Enel Américas).

2015

- El 18 de diciembre se realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas. En esta los accionistas aprobaron la reestructuración societaria de Enersis y sus subsidiarias Endesa Chile y Chilectra (hoy **Enel Américas**), operación que contempló la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de ese país tanto en Enersis como en sus subsidiarias Endesa Chile y Chilectra.

2016

- El 1 de marzo se realizó la división de manera inmaterial de las entonces Enersis, Endesa y Chilectra, producto de la cual nacen posteriormente Enel Chile y Enel Américas,.

- El 30 de noviembre se anuncia la compra de la distribuidora eléctrica Celg-D (ahora Enel Distribución Goiás), por un monto de BRL2.187 millones.

2017

- El 4 de octubre, Enel Perú (100% propiedad de Enel Américas S.A.) adquirió 47.686.651 acciones emitidas por la subsidiaria Enel Distribución Perú. La compraventa se verificó por un precio total de PEN262.276.580 (equivalentes aproximadamente a US$80 millones) y fue realizada en rueda de bolsa de la Bolsa de Valores de Lima.

- El 27 de septiembre, Enel Brasil se adjudicó la central Volta Grande de 380 MW de capacidad, por un monto de BRL1.420 millones (US$445 millones aproximadamente). Esta concesión tiene un plazo de 30 años.

2018

- El 4 de junio, Enel Américas hizo la mejor oferta para adquirir Eletropaulo (hoy Enel Distribución São Paulo), la principal empresa de distribución de Sao Paulo, Brasil, adquiriendo un 73,4% de las acciones. Durante el mes siguiente, a todos los accionistas de Enel Distribución São Paulo se les permitió vender sus acciones al mismo precio ofrecido, y para el 4 de julio, el proceso concluyó con la adquisición del 93,3% de la propiedad de Enel Distribución São Paulo.

- Posteriormente, durante septiembre, Enel Américas concluyó un aumento de capital en esta distribuidora y, como consecuencia de ello, la propiedad final es del 95,88%.

2019

- El 30 de abril en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó un aumento de capital por hasta US$3.000 millones. El objetivo de la operación era proveer a Enel Brasil de fondos para pagar la deuda contraída para adquirir Enel Distribución Sao Paulo y reestructurar el pasivo de fondos de pensiones de esta última.

- El 2 de septiembre se dio por concluido el aumento de capital con una suscripción del 99,49% de las acciones y un monto recaudado de US$3.021 millones aproximadamente.

- El 21 de noviembre, Enel Brasil adquirió a través de un remate un 1,48% de las acciones de Enel Sao Paulo por un monto de BRL49,39 por acción, con lo que pasó a ser propietario de un 95,9% del total de acciones. El día 27, la Junta de Accionistas de Enel Sao Paulo aprobó el rescate de todas las acciones emitidas en circulación, que equivalen al 2,58%, a un precio de 49,46 reales por acción.

2020

- El 21 de septiembre se comunica a través de un Hecho Esencial, en el cual se plantea la propuesta por el Directorio de la Compañía, para iniciar un proceso de fusión por incorporación de los activos de EGP

Américas en Sudamérica (sin Chile) y Centroamérica dentro de Enel Américas: Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Panamá, Costa Rica y Guatemala.

- El 18 de diciembre, se realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas, la cual aprueba la propuesta de fusión anunciada el 21 de septiembre, con una aceptación de alrededor de 81% del total de acciones suscritas. Adicionalmente, en dicha Junta de Accionistas también se aprobó la enmienda en los estatutos, en relación al límite máximo del 65% de participación accionaria por cualquier accionista de la Compañía.

  Con fecha 1 de abril de 2021 se materializó la mencionada fusión.

Negocios de Enel Américas por País

Generación de electricidad

En este segmento de negocios, Enel Américas posee subsidiarias operativas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En su totalidad, la capacidad instalada neta del grupo Enel Américas ascendió a 11.269 MW y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 40.455 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 66.996 GWh, todas las cifras al 31 de diciembre de 2020. La segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y térmica es natural en la industria eléctrica, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación térmica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica, del agua de los embalses y ríos. Por ello, la política comercial que la generadora defina resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

El 55% de la capacidad de generación consolidada de Enel Américas proviene de fuentes hidroeléctricas y el 45% de fuentes térmicas.

Distribución de electricidad

A través del negocio de distribución, la Compañía vendió 115.213 GWh, entregando energía a más 25,6 millones de clientes.

Transmisión de electricidad

Para Enel Américas, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Esto se hace a través de Enel Cien, subsidiaria de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.200 MW. El negocio de transmisión de energía eléctrica, es altamente regulado, por lo cual nuestra participación a través de Enel Cien en la interconexión de Argentina y Brasil, es una actividad estratégica dentro de nuestros negocios, representando sus ingresos un 0,4% del total consolidado de la Compañía. Enel Américas lleva a cabo sus negocios de generación, transmisión y distribución a través de sus subsidiarias en cada país:

	País			
Negocio	**Argentina**	**Brasil**	**Colombia**	**Perú**
Generación	Enel Generación Costanera. Enel Generación el Chocón. Central Dock Sud.	EGP Cachoeira Dourada. Enel Generación Fortaleza. EGP Volta Grande.	Emgesa.	Enel Generación Perú. Enel Generación Piura en Perú.
Distribución de electricidad	Edesur.	Enel Distribución Rio. Enel Distribución Ceará. Enel Distribución Goiás. Enel Distribución São Paulo (antes Eletropaulo).	Codensa.	Enel Distribución Perú.
Transmisión de electricidad	Para Enel Américas, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Esto se hace por intermedio de Enel Cien, subsidiaria de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.200 MW.			

Enel X

La misión de Enel X es proporcionar soluciones tecnológicas innovadoras y servicios de valor agregado, para crear New Value para clientes residenciales (B2C), empresas (B2B) y ciudades (B2G).

Este un nuevo segmento, lanzado en 2018, es un negocio global que lidera la transformación del sector energético. Enel X ayuda a los clientes a **usar la tecnología para transformar la energía en nuevas oportunidades**, para que puedan prosperar y conducir el progreso en todo el mundo. Enel X es una empresa global con fuertes raíces en el campo de la energía y una estrategia abierta orientada hacia la digitalización, la sostenibilidad y la innovación.

Argentina

Argentina

Costanera
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 2.210 MW

Dock Sud
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 847 MW

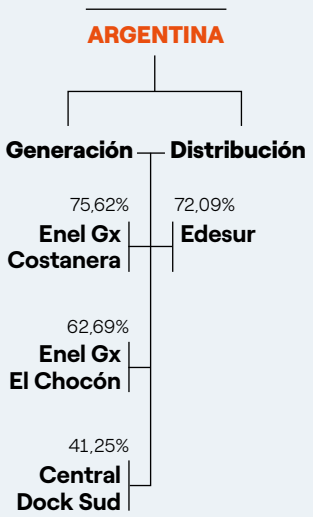
Edesur
Ventas de Energía: 15.888 GWh
Clientes: 2,5 millones
Pérdida de Energía[1] 18,9%

Arroyito
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 128 MW

El Chocón
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 1.200 MW

Motogeneradores
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 34 MW

*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.
1. Pérdida de Energía corresponde a la pérdida total que incluye alta, media y baja tensión así como pérdidas comerciales y hurtos



Generación Eléctrica

Enel Américas S.A. participa a través de Enel Argentina S.A. en el negocio de generación y distribución de electricidad. Es uno de los grupos líderes en el país en este rubro, con una capacidad instalada de 4.419 MW en generación y con más de 2,5 millones de clientes en distribución.

La Compañía participa en la generación de electricidad por medio de sus subsidiarias:

- Enel Generación Costanera S.A.(Costanera): Enel Gx Costanera
- Enel Generación El Chocón S.A. (Chocón): Enel Gx El Chocón
- Central Dock Sud S.A. (CDS): Central Dock Sud.

Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Central Dock Sud, poseen en conjunto 4.419 MW de capacidad instalada neta, dicha potencia representó a fines de 2020, un 10,5% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó 13.901 GWh al 31 de diciembre de 2020, lo que representa el 10,4% de la generación total de Argentina.

Dentro de los grupos empresarios más relevantes que tienen participación en la actividad de Generación en el Mercado Eléctrico Argentino se encuentran AES, SADESA y Pampa Energía (que adquirió durante 2016 a Petrobras Argentina). Otras empresas con participación son YPF Energía y Pluspetrol Energía, adquirida por YPF.

La participación por potencias instaladas y por grupos empresarios para al término del período 2020, quedó distribuida de la siguiente manera:

PARTICIPACIÓN POR POTENCIAS INSTALADAS Y POR GRUPOS EMPRESARIALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020	
Grupo Enel	10,52%
Pampa Energía (1)	12,10%
SADESA	10,40%
AES	10,10%
Gobierno Nacional	13,40%
Foninvemem	6,40%
Gobiernos Provinciales	5,90%
Otros	31,18%

(1): Durante 2016 adquirió Petrobras Argentina.

En 2020 ingresaron 1.319 MW de capacidad renovable, de los cuales 242 MW corresponden a proyectos privados (MATER) y 977 MW a licitaciones realizadas bajo el programa RenovAr. Los restantes 100 MW pertenecen al proyecto de promoción de Energías Renovables (GenRen).

El programa RenovAr, se enmarca en la Ley N°27.191, que establece un sendero de participación de este tipo de energías en el mercado, que para 2025 debería alcanzar a 25%.

El 27 de febrero de 2020 se publicó la Resolución SE N°31/2020 de la Secretaría de Energía, la cual reemplaza a la Resolución SRR&ME N°1/2019 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La misma pesificó los precios de la remuneración al tipo de cambio $60 = 1US$ y estableció actualización de los valores en Pesos Argentinos. La nueva resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala según su disponibilidad real, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías.

CAMMESA habilitará al generador térmico a declarar hasta 30 días antes del inicio de cada período trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por período verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo período).

La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación térmico.

La Resolución SE N°31/2020, por medio del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, estableció que los valores de remuneración expresados en pesos argentinos, se actualizarán en forma mensual en función de la evolución del IPC (60%) y el IPIM (40%), publicados por el INDEC.

En abril de 2020 por medio de una nota de la secretaria en relación al Factor de Actualización transaccional, se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución Secretaría de Energía N°31/2020.

Enel Generación Costanera S.A.

Ubicación

Ciudad de Buenos Aires

Capacidad instalada

Posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851 MW y 297 MW netos respectivamente, totalizando la capacidad instalada neta de 2.210 MW.

Durante 2020, CAMMESA realizó el despacho del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) según las resoluciones establecidas por la Secretaría de Energía. Es en este contexto que se mantuvo el despacho priorizando el gas natural, teniendo en cuenta el rendimiento de las unidades y utilización de líquidos (gas oil y fuel oil) en función de las restricciones impuestas para centrales durante la época de mayor demanda domiciliaria.

Generación

Como resultado de las operaciones realizadas, la generación de las Unidades Convencionales de Costanera fue de 399 GWh netos, y la generación de los Ciclos Combinados alcanzó los 6.119 GWh netos.

En febrero 2020, por medio de la Resolución SRR y ME N°31/20, se reemplazó a la Resolución SEE N°01/2019 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La misma se detalla en la sección anterior de Generación Eléctrica.

El 30 de diciembre de 2019, con la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución 2019-12-APN-MDP, se derogó la Resolución 2018-70-APN-SGE, quedando nuevamente centralizado en el organismo de despacho la gestión comercial y el despacho de los combustibles de las centrales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta situación se mantuvo durante todo 2020.

Enel Generación El Chocón S.A.

Ubicación

Enel Generación El Chocón S.A. es una Compañía que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito de generación de energía hidroeléctrica, ubicados sobre el río Limay, en las provincias de Neuquén y Río Negro. El Chocón está ubicado en la región de Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires, sobre el río Limay a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 km aguas abajo.

Capacidad instalada

El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada neta total de 1.362 MW y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada neta de 1.234 MW (central hidráulica de embalse de acumulación) y Arroyito con una capacidad instalada neta de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar. La Sociedad cuenta con una potencia instalada neta de 1.328 MW hidráulicos y con una potencia de 34 MW netos térmicos correspondientes a los motogeneradores, teniendo una participación en el SADI de un 3,3%, respecto al total de la potencia instalada.

Generación

El año hidrológico iniciado el 1 de abril se caracterizó como un año seco de acuerdo a los derrames acumulados en los ríos Limay y Collón Cura. La generación neta registrada por la Sociedad durante el año fue de 2.922 GWh. Esta producción fue constituida por 2.266 GWh de Chocón (78%), 594 GWh de Arroyito (20%) y 62 GWh de los motogeneradores (2%).

La Sociedad inició 2020 con una cota del embalse de 378,13 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) La reserva embalsada en El Chocón era de 2.280 GWh y en el Comahue se disponía de 6.235 GWh. Ambos valores fueron medidos respecto de la condición de cota mínima de la Franja de Operación Extraordinaria (FOE).

Al cierre del ejercicio 2020, la cota del embalse alcanzó los 373,36 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 4.980 GWh, de los cuales 1.548 GWh corresponden a las reservas de El Chocón.

En febrero de 2020, por medio de la Resolución SRR y ME N°31/2020, se reemplazó a la Resolución SEE N°01/2019 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La misma se detalla en la sección de Generación eléctrica.

Central Dock Sud (CDS)

Ubicación

En el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires.

Capacidad instalada

La Central Dock Sud (CDS) posee y opera una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 847 MW; tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor; dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado. Al cierre del período, la capacidad instalada de la central representó el 2,01% de la capacidad instalada total en el SIN.

Generación

La energía generada por Central Dock Sud en 2020 fue de 4.461 GWh, participando en un 5,4% de la generación térmica y cubriendo el 3,5% de la demanda del SADI.

En febrero de 2020, la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del ex Ministerio de Hacienda, mediante Resolución N°31/2020, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SEE N° 01/2019.

La implementación de la Resolución N°31/2020 pesificó la remuneración de los generadores térmicos e hidráulicos, manteniendo los mismos conceptos remunerativos: un cargo variable por producción en función del tipo de combustible (que varía por tecnología y tamaño de la unidad) y otro en función de la potencia disponible. Adicionalmente, mantuvo la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada y disponibilidad garantizada adicional (DIGO), con una remuneración diferente entre sí y en función de la disponibilidad, con independencia de la tecnología ofertada.

Actividades y proyectos en el segmento de generación

Actividades y Proyectos en generación

Actualmente, no hay en curso proyectos para la ampliación de la potencia instalada -ciclo combinado- en Costanera.

Terrenos reservados para futuros proyectos

En Argentina, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros.

Distribución Eléctrica

Edesur

La Compañía tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del Gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y 12 municipios de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km^2, por un período de 95 años, a partir del 1° de septiembre de 1992. Dicho período consiste en uno inicial de 15 años y ocho períodos adicionales de diez años cada uno. Independientemente de la renovación del período de concesión, las tarifas a cobrar a los clientes finales están sometidas a la regulación establecidas por la Renegociación Tarifaria Integral (RTI) que se efectúa cada 5 años, entre la Compañía distribuidora y el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), esta renegociación aparte de establecer el sistema tarifario, impone a las Compañías Distribuidoras las obligaciones de cumplimiento y calidad del servicio eléctrico a los clientes finales.

El último cuadro tarifario autorizado para el cobro de energía distribuida entre el ENRE y Edesur, rige entre el 1° de febrero de 2017 y el 31 de enero de 2022, a lo largo del cual el régimen de calidad de servicio aumentará su exigencia, conforme se espera que maduren las inversiones y mejoras operativas que Edesur propuso en el marco de la RTI. Esto implica que los parámetros de calidad aumentan su exigencia y el costo de la energía no suministrada se incrementará a lo largo del período, alcanzando los valores plenos establecidos recién en el último semestre del período.

Cabe destacar que el SAIDI (uno de los índices de calidad del servicio) ha mejorado en 2020 respecto a 2019 reduciendo su valor en 6,2 horas, siendo su valor final de 14,0 horas -según criterios Enel. El valor alcanzado por el SAIFI durante el año 2020 fue de 4,5 veces.

No obstante a los acuerdos llegados en la última RTI, posterior a ello se publicó la Ley N°27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la emergencia pública ocasionada por el COVID-19, lo que ha implicado efectuar modificaciones a las vigencias y actualizaciones acordadas en los cuadros tarifarios, principalmente después de múltiples negociaciones entre el ENRE y Edesur, se ha determinado el congelamiento de tarifas mientras dure la emergencia sanitaria.

La misma emergencia, ha determinado cambios transitorios en la forma de operar de la Compañía, como por ejemplo la prohibición de suspensión de servicios básicos en determinadas circunstancias, y adicionalmente Edesur fue autorizado a utilizar la totalidad de su parque de SmartMeters instalados en su área de Concesión para la facturación, dando de esta forma un respaldo a la nueva tecnología instalada.

En este marco, en diciembre de 2020 el Poder Ejecutivo Nación emitió el DNU 1020, el cual prorrogó por un plazo de máximo de 90 días el congelamiento tarifario, o hasta que entre en vigencia del cuadro tarifario que responda a un Acuerdo de Transición, lo que ocurra primero. Dando inicio a un nuevo Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final sea un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años. Dicha negociación recae exclusivamente en los entes reguladores. Autorizándolos a fijar tarifas de transición y la posibilidad de segmentar las categorías tarifarias.

Venta de energía

En 2020, Edesur entregó el servicio de energía eléctrica a 2,5 millones de clientes. Del este total, un 88,4% son clientes residenciales, 10,8% comerciales, 0,8% industriales y otros.

Al cierre del período alcanzaba una participación en el mercado del 16,8%, en cuanto a cantidad de clientes en Argentina

Al cierre de 2020, las **ventas de energía** alcanzaron a **15.888 GWh**, incluido el servicio de distribución (peaje) a grandes usuarios, siendo un 5,4% menor en comparación con 2019. Esta se distribuyó en **45,8% al sector residencial, 21,8% al segmento comercial y 32,4% al sector industrial y otros**.

Durante 2020 la **tasa anual móvil de pérdidas -técnica y no técnica**- alcanzó un 18,92%, registrándose un empeoramiento respecto de la que se había registrado en 2019 (15,50%), a pesar de las acciones que se realizaron para mitigar el fenómeno. Este resultado se debe principalmente a un incremento de la "agresividad" de los hurtos del 3,57%, que se explica analizando el escenario macroeconómico y el incremento del nivel de pobreza registrado como consecuencia de la pandemia en Argentina.

Analizando este fenómeno se encuentran varias causas, siendo las más relevantes el importante deterioro del nivel socioeconómico de nuestros usuarios como consecuencia del aislamiento social; la caída de los consumos de los grandes clientes (industrias, comercios, entre otros), que daban estabilidad a la energía distribuida; el incremento de las conexiones directas y de los no clientes en sectores con alto nivel de informalidad y bajo poder adquisitivo; y la mayor "agresividad" de los hurtadores, por los incentivos de quién propone soluciones para realizar fraudes en las redes sociales. En resumen podemos citar que la Pandemia, su aislamiento, caída del empleo, incremento de la pobreza ha generado el incremento de las **Pérdidas no Técnicas**.

.

Actividades y proyectos en el segmento distribución

Con respecto al Plan de Inversiones 2020, el monto invertido en el período fue de ARS9.468,04 millones.

A continuación, se describen los proyectos más relevantes que se finalizaron en el período:

Renovación Terna 104 Reconquista-Nuevo Puerto

Es un tendido de 3,7 km de cable subterráneo 132 KV de 1.200 mm² con aislación XLPE en simple terna entre las SSEE Reconquista y Nuevo Puerto. Esta obra mejora la operación del sistema ante necesidades de traslado de carga entre la zona norte y zona sur del GBA.

Ampliación SE Glew de 2x40 MVA a 2x80 MVA

Se trata de la modificación y ampliación de la actual Subestación Glew, de 2x40MVA a 2x80 MVA. Instalación 16 celdas de 13,2 KV, quedando finalmente 32 salidas MT disponibles. Se efectuaron los tendidos de 11 nuevos alimentadores de MT, con una longitud total de 45 km de nuevas redes. La obra beneficiará a 60.000 clientes de los siguientes partidos (municipios): Almirante Brown, Esteban Echeverría, Presidente Perón y San Vicente.

Nuevos clientes en Alta Tensión

Durante 2020 finalizó la obra del puesto de entrega y medición en AT – 132 kV para el cliente Aysa - Bernal en el partido de Quilmes, dando el nuevo suministro para la planta potabilizadora de agua General Belgrano, por una potencia de 21 MW.

Atención de clientes MT/BT

Durante 2020 se atendieron 1.346 clientes entre nuevos suministros y aumentos de potencia, de los cuales 1.304 correspondieron a tarifas T1, T2 y T3 BT y los 42 restantes a Clientes T3 MT. Dentro de los casos más relevantes se pueden mencionar los siguientes:

- FOETRA- Centro médico para jubilados - CABA
- Laboratorio Casasco S.A.I.C. - CABA
- IRSA INVERS. Y REPRESENT. S.A. - CABA
- CMC Di Ravena Argentina - Quilmes
- Rexam Argentina S.A. – Almirante Brown
- Diserglass S.R.L - Quilmes
- Laboratorios Aspen S.A. – San Vicente
- Aeropuertos Argentina 2000 S.A. – Ezeiza

En el marco de la emergencia sanitaria se atendieron nuevos suministros esenciales (centros médicos, laboratorios, escuelas), ejecutando 8 km de redes en media (MT) y baja tensión (BT) y montando/repotenciando siete centros de transformación.

Mejora en infraestructura de red MT/BT

Para atender a la mejora de la calidad, Edesur durante 2020 ha expandido y renovado su red por un valor de 102 km ejecutados en media tensión (MT) y por 103 km ejecutados en baja tensión (BT)

Respecto a los centros de transformación, se intervino en 253 CT que incluyen nuevos centros de transformación, renovación de equipamiento electromecánico y aumentos de potencia instalada.

Principales acciones con enfoque en la mejora de la calidad de servicio

Plan de Choque San Vicente

Se efectuó el tendido de un nuevo alimentador hacia la zona rural de San Vicente, además del Refuerzo Mecánico de línea MT sobre la Ruta N°6. Se instalaron 14 nuevos puntos de Telemando, beneficiando a 14.000 habitantes de la zona Partido Cañuelas.

Plan de Choque Cañuelas

Se renovaron 24 km de tendido de Línea Aérea de Media Tensión, montada sobre nuevas estructuras de Hormigón Armado en la línea que se desarrolla por la Ruta 16, beneficiando la localidad de Gdor. Udaondo y la zona sur del Partido Cañuelas.

Plan de Normalización de Barrios Vulnerables

Para hacer frente al impacto de la baja temperatura y la mayor demanda eléctrica en hogares como resultado del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO). Se efectuaron 35 obras en CABA y Provincia de Buenos Aires, sumando tendidos por un total de 32 km en redes de media y baja tensión, y 18 repotenciaciones y/o nuevos centros de transformación.

Mejora tecnológica de red

En el año 2020 se continuó con el proceso de mejora del indicador SAIDI, instalando 130 equipos adicionales de telemandos en diferentes puntos de la red de media tensión, contabilizando más de 1.705 puntos instalados, para una operación más eficiente de la red MT.

Barrios carenciados

Para normalizar la conexión en todas aquellas viviendas que aún no cuentan con un medidor instalado, se inició un plan de normalización masiva en muchos de los barrios y/o asentamientos con características predominantes de carenciados. En 2020 se normalizaron más de 7.500 casos que involucran a los 12 municipios de la provincia de Buenos Aires, en donde, además, se efectuó una gestión de sensibilización previa para explicar esta nueva condición junto a su inclusión social como clientes.

Mejoras en sistemas de red

En el período se ejecutaron las tareas del cambio de arquitectura de datos de la base de datos de CERTA, que permitirá obtener respaldo en la nube de los datos almacenados en los servidores físicos.

Gestión del mantenimiento de la red

Durante el año 2020, se llevó a cabo un Plan de Mantenimiento Integral de las redes de AT, MT y BT, con el objetivo de detectar situaciones que pueden derivar en fallas y afecten la calidad del servicio. El mismo comprendió actividades tales como inspecciones visuales y termográficas de la red aérea, inspecciones en subestaciones y centros de transformación, detectando y corrigiendo las anomalías existentes. En este se puede destacar la inspección de la totalidad de la red aérea de alta tensión (316 km), tanto por medios terrestres, así como por vía aérea, que permitieron realizar fotografías, videos y termografías.

En el marco de la pandemia por el COVID-19, se desarrolló un Plan de Mantenimiento Especial con el fin de minimizar cualquier posible afectación en el suministro de energía eléctrica de hospitales, clínicas, hospitales modulares, centros de aislamiento, sanatorios y demás establecimientos sanitarios, públicos y privados. El Plan implicó la identificación de los centros de transformación (651 en total), inspección de las instalaciones, diagnóstico del estado de la red, priorización detallada de los trabajos a ejecutar y ejecución de acciones inmediatas de mantenimiento y de mejora. En los meses previos al invierno se ejecutó un plan especial en Bocas de Expendio que proveen de energía a barrios populares. Se realizaron inspecciones a los centros de suministro, mediciones de cargas, de puesta a tierra y termografía.

En el marco del **Plan Verano**, se tomaron las acciones necesarias para resolver las indisponibilidades en cables subterráneos MT y BT, equipos MT y telemandos, de modo de restaurar sus condiciones normales de funcionamiento. Se desarrolló un plan extraordinario de podas en alimentadores MT que recorren partidos del Gran Buenos Aires. Durante 2020 se continuó con la actividad de la instalación de Fuentes Alternativas de Energía (FAE) a usuarios con condición de electrodependiente, pero la misma se vio afectada en el período de pandemia por la reducción al máximo del contacto con este tipo de clientes.

Brasil

Generación
Distribución
Transmisión

Brasil

Enel Distribución Ceará
Ventas de Energía: 11.866 GWh
Clientes: 4,0 millones
Pérdida de Energía[1] 15,9%

Central Fortaleza
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 319 MW

Cachoeira Dourada
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 655 MW

Enel Distribución Goiás
Ventas de Energía: 14.469 GWh
Clientes: 3,2 millones
Pérdida de Energía[1] 11,4%

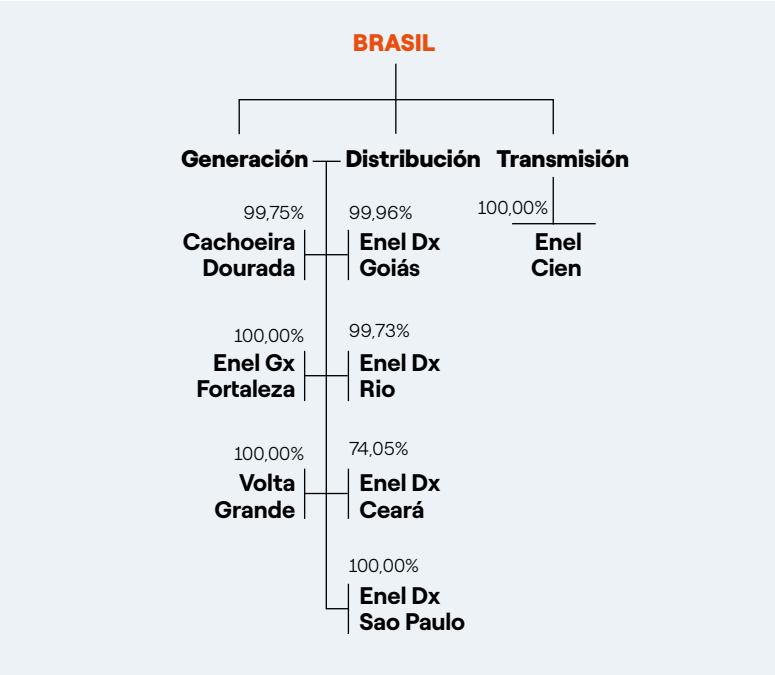
Enel Distribución Río
Ventas de Energía: 11.228 GWh
Clientes: 2,9 millones
Pérdida de Energía[1] 22,1%

Volta Grande
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 380 MW

Enel Distribución São Paulo
Ventas de Energía: 40.350 GWh
Clientes: 7,9 millones
Pérdida de Energía[1] 10,6%

Enel CIEN
Líneas de Transmisión: 2.200 MW

*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.
1. Pérdida de Energía corresponde a la pérdida total que incluye alta, media y baja tensión así como pérdidas comerciales y hurtos



Generación Eléctrica

Enel Américas participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus subsidiarias Enel Green Power Cachoeira, Volta Grande y Enel Generación Fortaleza. Estas tres centrales, dos hidroeléctricas y la otra térmica, suman una potencia neta total de 1.354 MW, representando el 1,0% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 4.823 GWh, logrando el 1,0% del total generado en ese país (termoeléctrica más hidroeléctricas), **siendo la producción hidroeléctrica durante el año 2020 un 96% del total generado por el Enel Américas en Brasil**.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son Eletrobras, Cemig, Cesp, Copel, ENGIE, CTG, Iberdrola, CPFL y AES.

Cachoeira Dourada

Ubicación
Se ubica en el Estado de Goiás, a 240 km al sur de Goiânia.

Capacidad
Posee diez unidades generadoras con un total de 655 MW de capacidad instalada neta. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaiba.

Generación
La generación neta durante 2020 fue de 2.866 GWh y las ventas alcanzaron los 19.660 GWh.

Volta Grande

Enel Américas, a través de su subsidiaria Enel Brasil, adquirió en 2017 el derecho de operar por un período de 30 años la central Hidroeléctrica de Volta Grande. La concesión tuvo un costo total de BRL1.420 millones (aproximadamente US$420 millones). Con esta adquisición, Enel Brasil aumentó su capacidad hidroeléctrica en Brasil en 40% (comparado con 2017).

Ubicación
En el Rio Grande, entre los estados brasileños de São Paulo y Minas Gerais.

Capacidad
Posee una capacidad neta de generación hidroeléctrica instalada de 380 MW.

Generación
La generación neta en 2020 fue de 1.745 GWh y las ventas alcanzaron los 2.000 GWh.

Enel Generación Fortaleza

Ubicación

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará.

Capacidad

Es una central térmica de ciclo combinado de 319 MW de capacidad instalada neta, que utiliza gas natural y puede generar un cuarto de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población cercana a los 9 millones de personas.

Parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém e integra el Programa Prioritario de Termoeletricidade (PPT) del Gobierno Federal. Su localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Su principal cliente es Enel Ceará.

El 31 de agosto de 2020, Central Generadora Termolétrica Fortaleza y su principal suministro, Petrobras, de mutuo acuerdo, solicitaron el retiro de la disputa relacionada con el abastecimiento de gas a la planta y garantizó su suministro de combustible sin perjuicio del mantenimiento del contrato.

Generación

La generación eléctrica de 2020 fue de 212 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.636 GWh.

Actividades y proyectos en el segmento de generación

Terrenos reservados para futuros proyectos de generación

Actualmente no hay terrenos reservados para futuros proyectos.

Transmisión Eléctrica

El grupo Enel Américas también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Lo hace a través de la empresa Enel Cien, donde posee casi el 100% de la propiedad.

Enel Cien

Enel Cien es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia denominadas Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Enel Cien mantiene control de 100% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.006 km, y la Estación Conversora de Garabi, SE STA (Santo Angelo/RS) e SE YTA (Itá/SC).

En junio de 2020, ANEEL aprobó el resultado de la Revisión Tarifaria de Enel Cien para 2019. La nueva Remuneración Anual Permitida (RAP) entró en vigor retroactivamente a partir del 1 de julio de 2019. En el mismo mes se realizó un reajuste tarifario y actualización de las RAP. Las cifras de Enel Cien son: Garabi I (RAP: BRL148,6 millones) y Garabi II (RAP: BRL179,3 millones).

La concesión de las instalaciones de Garabi I expiró en junio de 2020 y Enel Cien fue, a esa fecha, designado por la Autoridad Concesionaria para operar los activos, recibiendo RAP de la revisión tarifaria mencionada anteriormente. Aunque la concesión no se renovará, operaremos Garabi I hasta agosto de 2022 cuando el adjudicatario de la nueva licitación reanudará las operaciones.

Distribución Eléctrica Brasil

Enel Américas participa en la distribución de electricidad a través de Enel Brasil y sus subsidiarias Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo.

Enel Américas posee directa e indirectamente una participación económica del 99,7%, 74,1%, 99,9% y 100%, respectivamente, de la propiedad de dichas compañías.

En Brasil, las principales distribuidoras que componen el sistema eléctrico son CPFL, Cemig, Light, Iberdrola, Copel y Equatorial.

Enel Distribución Rio

Enel Distribución Rio (anteriormente llamada Ampla) es una Compañía de distribución de energía con actuación en el 73% del territorio del Estado de Rio de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.615 km2. La población alcanza aproximadamente 7 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios. Los más destacados son Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Clientes

Durante 2020, Enel Distribución Rio entregó servicio de energía eléctrica a 2,9 millones de clientes donde el 85,7% corresponden a clientes residenciales, 4,5% a comerciales y 9,8% a otros usuarios.

Las **ventas de energía en 2020** alcanzaron un total de 11.228 GWh, que representaron una reducción de 2,93% en relación a 2019.

La distribución de las **ventas físicas** al cierre del período fue de un 43,0% para los clientes residenciales, seguido por clientes comerciales con 13,9% de las ventas, luego los clientes industriales más otros clientes y peajes que representan el 43,1% de las ventas.

Enel Distribución Rio actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía, con proyectos de uso de tecnología y actuación social.

En cuanto a las **pérdidas de energía**, Enel Distribución Rio cerró 2020 con 22,1% de pérdidas de energía, comparado con 2019, un aumento de 1,1 p.p.

Además, Enel Distribución Rio trabaja también en la mejora de los indicadores de calidad. En 2020, Enel Rio redujo el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) un 20,4% respecto a 2019 (10,52h vs 13,22h) y el SAIFI (frecuencia de interrupciones del suministro) un 23,9% respecto a 2019 (6,1 vs 8,0x).

Enel Distribución Ceará

Es la Compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km^2. La Empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Clientes

Durante 2020, Enel Distribución Ceará entregó servicio de energía eléctrica a 4,0 millones clientes, donde el 79% corresponde a clientes residenciales, 5% a comerciales y 16% a otros usuarios, siendo los clientes rurales los de mayor porcentaje, con un 15%.

Las **ventas de energía** en 2020 fueron de 11.866 GWh, que representan una disminución de más de 2,7% con respecto a 2019. Las ventas físicas de energía se distribuyeron en clientes residenciales, con 41%; comerciales, con 14%; seguido por industriales, peajes y otros clientes con 45%.

En cuanto a las **pérdidas de energía**, Enel Distribución Ceará cerró 2020 con 15,9%, un aumento de 2,0 p.p. en comparación con 2019, que registró 13,9%.

Además, Enel Distribución Ceará registró un SAIDI de 15,9 h vs. 13,92h en 2019, mientras el SAIFI fue de 6,0x vs. 5,5x en 2019.

Enel Distribución Goiás

La compañía está ubicada en el centro-oeste de Brasil, abarcando una zona de concesión de 336.871 km^2. Atiende a una población de más de 7 millones de habitantes.

Las **ventas fisicas de energía** en 2020 fueron de 14.469 GWh, aumentando 0,7% con respecto al año 2019 (14.365 GWh). En éstas participaron un 37,2% de clientes residenciales, un 13,6% clientes comerciales y un 49,2% de peajes y otros.

Clientes

Durante 2020, Enel Distribución Goiás entregó servicio de energía eléctrica a 3,2 millones clientes. La clasificación por tipo de clientes indica que el 85,8% son residenciales, 6,8% clientes comerciales, mientras que otros clientes representan el 7,3%.

En cuanto a las **pérdidas de energía**, Enel Distribución Goiás cerró 2020 con 11,39%, disminución de 0,18 p.p. en comparación con 2019 (11,57%).

Además, hubo una mejora en los **indicadores de calidad** de Enel Distribución Goiás, que cerró 2020 con una reducción de un 31% respecto a 2019 (15,9h vs 23,06h) en el SAIDI y un 12% en el SAIFI respecto a 2019 (8,5x vs 9,7x).

Enel Distribución São Paulo

Enel Distribución São Paulo está presente en 24 ciudades de la Región Metropolitana de São Paulo, incluyendo la capital, principal centro económico y financiero de Brasil.

Su área de concesión, que totaliza 4.526 km^2, concentra el mayor PIB nacional y la más alta densidad demográfica del país: 1.647 unidades consumidoras por km^2 **con 18 millones de personas, lo que corresponde al 9% del total de Brasil**.

Clientes

Durante 2020, Enel Distribución São Paulo entregó servicio de energía eléctrica a 7,9 millones de clientes. Del total, 93,6% corresponden a clientes residenciales, 5,6% a comerciales y 0,8% a otros usuarios.

Las **ventas físicas de energía** en 2020 totalizaron 40.350 GWh, que representan una reducción de 6,5% versus 2019. En esta cifra es importante la participación de clientes residenciales, que representan 39,8% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 23,2% de ventas, luego los clientes industriales y otros clientes con 36,9% de las ventas.

Además, Enel Distribución São Paulo registró el SAIDI de 7,4h (vs. 6,27h en 2019), mientras el SAIFI fue de 3,6x (vs. 3,5x en 2019).

En 2019, se realizaron operaciones para simplificar y optimizar la estructura corporativa de la compañía y, como resultado, Enel Brasil finalizó 2019 con el 100% de las acciones de Enel Distribución São Paulo, asegurando que el grupo Enel sea el único accionista de la Empresa.

Actividades y proyectos en distribución

Eficiencia energética

Los proyectos de eficiencia energética incluyen acciones para estimular el consumo consciente de la energía, el cambio de equipos (refrigeradores, acondicionadores de aire, luminarias, lámparas) y cableado eléctrico, con un impacto significativo en el consumo de energía y mejora de la eficiencia energética de los hogares.

La pandemia global de COVID-19 afectó proyectos que se estaban llevando a cabo en formato presencial, pero aceleró la digitalización de muchos eventos y proporcionalmente a una escala geográfica mayor. También en momentos de flexibilidad sanitaria, se pudo continuar con las obras y entregas de equipos, cumpliendo con todas las pautas de salud y prevención.

En 2020, más de 730 mil personas se beneficiaron con los 229 proyectos desarrollados en Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo. Entre ellos destacaron el Ecoenel y los proyectos de la plataforma del Enel Compartilha: Enel Compartilha Eficiência, Enel Compartilha Luz Solidária, Enel Compartilha Energia nas Escolas y Enel Compartilha Consumo Consciente. Además. fueron cambiadas 259.529 lámparas y 18.830 refrigeradores en las iniciativas de cambio de equipos.

Los proyectos son apoyados por camiones itinerantes equipados con un modelo explicativo del proceso de generación, transmisión y distribución de energía, simuladores del consumo y tótems interactivos con actividades divertidas para todas las edades. El desplazamiento del proyecto garantiza el acceso a la información para los residentes y estudiantes de lugares distantes de las áreas metropolitanas.

El programa de eficiencia energética de Enel Brasil en 2020 centró sus iniciativas en la realización y entrega de los proyectos contemplados en las "Chamadas Públicas de Eficiencia Energética" para grandes clientes públicos y privados (hospitales, universidades, alumbrado público, instituciones militares) y también en actividades conjuntas con la línea de negocio I&N para combatir pérdidas, propagar seguridad de la población y regularización de clientes clandestinos. En este contexto, las acciones son: el diagnóstico energético, la participación de líderes comunitarios, registro en la tarifa social, emprendimiento para mejorar la capacidad de pago de la factura de energía y otras iniciativas de consumo consciente para clientes de baja renta ubicados en áreas de vulnerabilidad social. **Los recursos invertidos por los distribuidores son regulados y equivale al 0,4% de los ingresos operacionales netos de las empresas**.

Proyectos de Enel X en Brasil

A Enel X Brasil S.A tiene como objeto social la prestación de servicios en general, de cualquier naturaleza o especialidad, tanto directa como indirectamente relacionados con las actividades para el sector eléctrico y para otros sectores de la economía y consumo en general.

Durante 2020, la Compañía centró sus actividades en las siguientes líneas de negocio y productos: hogar, clientes corporativos e institucionales, generación distribuida, UBM (Utility Billing Management), soluciones en alumbrado público y E-Mobility.

Los proyectos destacados en el período involucran: (i) soluciones de iluminación pública, en el modelo PPP (Public Private Partnerships), considerando las victorias en las licitaciones de Angra dos Reis y Macapá, soluciones de eficiencia energética, soluciones de planificación para ciudades inteligentes y para transporte público eléctrico y electrificación de flotas de autobuses; y (ii) soluciones de redes y plataformas para la recarga de vehículos eléctricos, venta de 900 unidades de recarga y firma de importantes alianzas con fabricantes de automóviles y empresas.

Colombia

Laguneta
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 18 MW

Termozipa
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 225 MW

Cartagena
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 184 MW

El Paraíso
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 276 MW

Limonar
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 18 MW

Codensa
Ventas de Energía: 13.834 GWh
Clientes: 3,6 Millones
Pérdida de Energía[1] 7,6%

Tequendama
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 57 MW

El Salto II
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 35 MW

Darío Valencia
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 150 MW

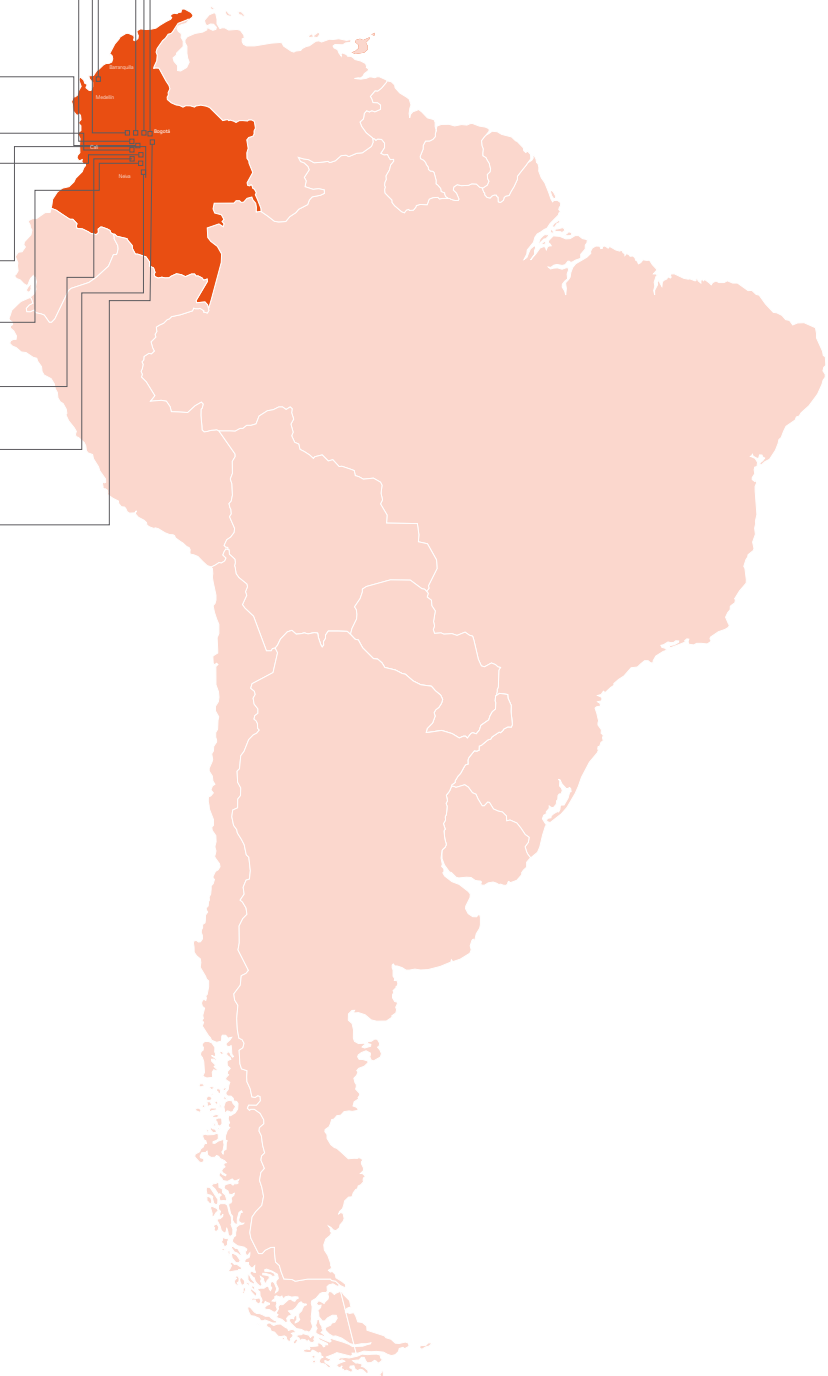
Charquito
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 19 MW

La Guaca
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 324 MW

Betania
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 540 MW

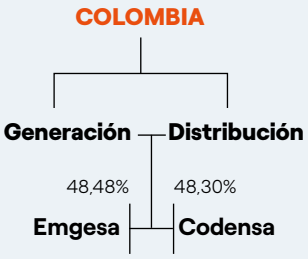
El Quimbo
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 400 MW

El Guavio
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 1.260 MW



Generación
Distribución
Transmisión

*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.
1. Pérdida de Energía corresponde a la pérdida total que incluye alta, media y baja tensión así como pérdidas comerciales y hurtos



Generación Eléctrica

En este país, la generación eléctrica de Enel Américas alcanzó el 20,2% del total generado en dicho mercado en 2020.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia por su capacidad instalada neta y se posiciona como la segunda empresa a nivel nacional por su generación.

Enel Américas participa en la generación de energía eléctrica en Colombia con su subsidiaria Emgesa. Controla directamente el 48,5% de las acciones totales (propiedad económica) y el 56,4% de las acciones con derecho a voto (propiedad política).

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresas Públicas de Medellín, Isagen, Gecelca, Celsia y Chivor.

Emgesa

En este país, la generación eléctrica de Enel Américas alcanzó el 20,2% del total generado en dicho mercado en 2020.

El 1 de septiembre de 2007 se fusionaron las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente que modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Capacidad

La conforman 14 centrales que totalizan una potencia neta de 3.506 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio de 1.260 MW, la central hidroeléctrica más grande del país. De estas 14 centrales existentes, 12 son hidroeléctricas y dos térmicas.

Generación

La generación neta fue de 14.009 GWh durante 2020, período en que la generación hidráulica fue de 13.313 GWh (95,0%) y la generación térmica fue de 696 GWh (5,0%).

Contexto hidrológico

Finalizando 2019 e inicios de 2020, las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por su sigla en inglés) en el Pacífico Central fueron cálidas a nivel oceánico, sin embargo, no se presentó respuesta atmosférica propia de un fenómeno El Niño. Durante el primer semestre de 2020 los aportes de los principales ríos a nivel nacional (SIN) fueron deficitarios no por incidencia del fenómeno El Niño, sino debido a fenómenos atmosféricos intraestacionales que inhibieron las lluvias la mayor parte del tiempo en Colombia.

En el segundo semestre, los aportes presentaron recuperación, aunque no el esperado. Solo en meses como julio y noviembre se registraron aportes ligeramente por encima del promedio histórico; los aportes hidrológicos acumulados durante el año 2020 de la cuenca aferente a Bogotá estuvieron por encima de la media histórica. El caso opuesto fueron Quimbo, Guavio y Betania cuenca propia, con aportes deficitarios.

Efectiva gestión de mantenimiento en las centrales de generación e hitos de la gestión de producción

En 2020, la generación de energía neta de Emgesa alcanzó 14.009 GWh, con una disminución del 8,0% con respecto a 2019, principalmente por una menor demanda de energía ocasionada por la pandemia del COVID-19.

La Compañía enfocó sus esfuerzos en mantener disponibles sus activos de generación para atender los requerimientos

del sistema en el momento de la emergencia sanitaria. Por otro lado, se presentaron menores aportes hídricos, lo cual significo una menor generación hidráulica y un incremento en la generación térmica debido al mayor requerimiento de las plantas por el sistema interconectado nacional, lo que posicionó a Emgesa como el segundo generador del país con el 20,2% de la energía generada total.

La disponibilidad del parque generador de Emgesa en 2020 fue del 90,3%, manteniéndose en línea con el resultado de 2019. En total, en 2020 se registraron 180.688 horas de servicio de las unidades de generación de Emgesa, 3.227 horas más que en 2019. **El factor de utilización finalizó en 45%** comparado con 50% de 2019.

Actividades y proyectos en generación

Mejoras en la Central Termoeléctrica Termozipa

La Central es una planta termoeléctrica de Emgesa ubicada a unos 40 km de Bogotá. Consta de cuatro unidades con una capacidad instalada neta de 225 MW. Durante 2020, la gestión en generación térmica se centró en la finalización de trabajos asociados al proyecto Life Extension (Extensión de Vida Útil), la puesta en marcha del sistema BESS (Sistema de Almacenamiento de Energía) y en mejorar la confiabilidad de las calderas.

Las principales actividades realizadas fueron:

- La finalización de la instalación del primer BESS en Colombia, lo que permitirá a la planta incrementar su Capacidad Efectiva Neta manteniendo el cumplimiento en la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia. Por ello, fueron presentadas las pruebas regulatorias por la entrada de este nuevo sistema en las Unidades 2, 4 y 5; las pruebas de la Unidad 3 serán presentadas en enero de 2021.

- Se realizaron las pruebas legales de emisiones para las cuatro unidades con resultados satisfactorios gracias a los controles operacionales establecidos por la Central, consecuencia de las intervenciones del proyecto de Extensión de Vida Útil y mejora en el desempeño ambiental. Se ejecutó la puesta en servicio de la nueva planta de agua con estándares de calidad de alto nivel que permitirán asegurar la integridad de las calderas.

Mejoras en la Central Hidroeléctrica Guavio

En el período se realizó la modernización del sistema de excitación de las Unidades 2 y 4, como también, de los reguladores de velocidad y de voltaje en las Unidades menores. Asimismo, se contrató la fabricación del bobinado y enchapado del estator de la Unidad 5. Dentro de las labores del área Civil, se ejecutaron los trabajos para la recuperación de los túneles de desvío de los ríos Chivor y Batatas, así como del túnel de acceso a la caverna.

Proyecto de Automatización & Telecontrol en las Centrales del Río Bogotá

Continuó la ejecución del proyecto de Automatización & Telecontrol de las Centrales del Río Bogotá, realizando distintas actividades tales como, la puesta en operación del nuevo centro de monitoreo y operación remota en la Central Guaca, la integración de las centrales Salto, Laguneta, Limonar y Darío Valencia en un solo centro de control, el inicio de los trabajos para la automatización del primer grupo de generación de la Cadena Pagua (Centrales Paraíso y Guaca) y el seguimiento a las actividades de ingeniería, pruebas y fabricación de equipos para la automatización y telecontrol de las unidades.

Terrenos reservados para futuros proyectos

En Colombia, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros.

Principales hitos 2020

Gestión comercial – Mercado Mayorista

En el mercado mayorista se realizan operaciones de compra y venta de energía en grandes bloques, entre generadores y comercializadores para ejecutar contratos a largo plazo sujetos a precios y cantidades definidas. Durante el año 2020, Emgesa vendió energía en el Mercado Mayorista a través de contratos, como resultado de convocatorias públicas o invitaciones privadas, alcanzando ventas de 9,5TWh, distribuidos entre los años 2020 y 2028.

Ventas de bonos de carbono y certificados verdes

En la búsqueda de la innovación y la diversificación de su oferta de servicios asociados a la energía eléctrica, Emgesa incursionó en el mercado de bonos de carbono, logrando la certificación de las centrales El Quimbo, Darío Valencia Samper, El Salto II, Tequendama y Guavio Menor.

Los certificados asociados a estas centrales podrán ser utilizados por los clientes interesados en el mercado voluntario de carbono, para la mitigación de Gases Efecto Invernadero.

Además, otro producto de vanguardia que ofrece Emgesa a sus clientes son los certificados IREC emitidos por **The International Rec Standard**, a través de los cuales se garantiza -que la energía consumida durante un período determinado fue generada a partir de fuentes convencionales de energía renovable. Durante 2020, Emgesa logró que 36 clientes del Mercado No Regulado obtuvieran dicho certificado verde, los cuales representaron un consumo de 306 GWh-año.

Distribución Eléctrica

Codensa

Codensa es la empresa de distribución y comercialización de energía de **Enel Américas en Colombia y se posiciona como el primer distribuidor de energía en el país, con un 20,2% de participación en el sector**, suministrando energía eléctrica a más de 3,6 millones de clientes en Bogotá en más de 110 municipios, principalmente de Cundinamarca.

Durante 2020, Codensa desarrolló importantes proyectos de infraestructura enfocados a la calidad, sostenibilidad y el crecimiento, obteniendo importantes logros y avances a pesar de la contingencia generada por la pandemia COVID-19. Uno de los resultados más relevantes se obtuvo en la mejora de la frecuencia de interrupciones promedio anual alcanzando un valor de 5.59 veces en SAIFI y una duración de las interrupciones SAIDI de 467 minutos, de acuerdo a la metodología de cálculo homologada para el Grupo Enel.

Los proyectos y actividades se enfocaron en:

- Mejoramiento de la Calidad del Servicio;
- Reposición, normalización y repotenciación de infraestructura de alta y media tensión (subestaciones y líneas);
- Conexión de clientes masivos, grandes clientes y autogeneradores;
- Telecontrol de la red;
- Conexión al sistema de transmisión nacional y expansión de red;
- Ampliación de la capacidad instalada en Subestaciones de potencia y redes de MT;
- Reposición de equipos por obsolescencia tecnológica.

Los proyectos anteriormente descritos corresponden a la visión de Codensa de gestionar la red para lograr estándares mundiales en calidad del servicio, atención del crecimiento de la demanda, cobertura y de alumbrado público, a través de proyectos bajo escenarios de mayor inversión y operaciones, implementando acciones sobre la red alcanzando así resultados muy satisfactorios en los aspectos descritos anteriormente para todos nuestros clientes.

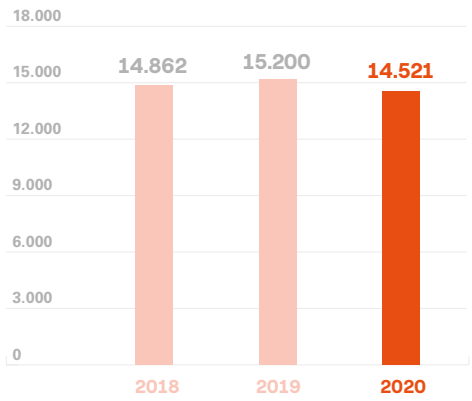
Gracias al plan de inspecciones técnicas y a la gestión de acciones encaminadas a la reducción de **pérdidas de energía**, se logró en 2020 un índice de pérdidas de 7,6% frente a 7,7% del año 2019, **logrando una disminución de las pérdidas no técnicas de 21 GWh** respecto a diciembre de 2019. La recuperación total de energía (incremento en la facturación posterior a las inspecciones técnicas y energía recuperada de meses anteriores) fue de 134 GWh año.

Como operador de red, Codensa distribuye energía tanto a clientes comercializados por la Compañía como a clientes de otros comercializadores. Esta energía más la energía que se pierde en el sistema de distribución constituye la demanda de energía de Codensa Operador de Red (OR).

A cierre de 2020, la demanda Codensa OR afectada significativamente por la contingencia mundial derivada del COVID-19, presentó un decrecimiento de 4,73% respecto a 2019 llegando a 14.521 GWh-año, evidenciando los efectos de la contracción sostenida de la demanda comercial con muchas de sus actividades aún restringidas por la pandemia, como bares, restaurantes, cines, gimnasios, centros comerciales, entre otros.

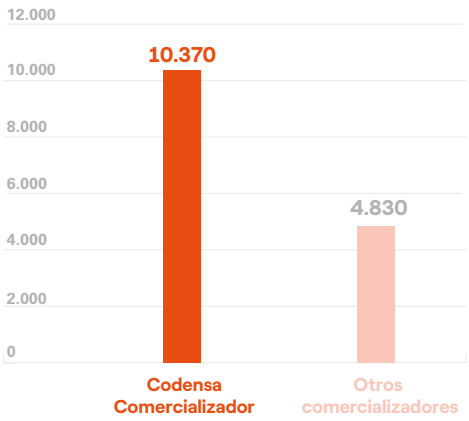
En el gráfico se observa la evolución de la demanda como operador de red durante los últimos tres años.

Demanda Codensa OR (Gwh Año)



La descomposición de la demanda OR se muestra en el siguiente gráfico. En él se aprecia que el segmento del mercado de los clientes comercializados por Codensa tuvo un decrecimiento del 3,32% mientras que el segmento de otros comercializadores registró una disminución del 6,92%.

Descomposición demanda OR (GWh-año)



En lo que respecta al concepto de energía física distribuida (la que incluye energía que pasa por nuestra red pero se dirige a otra zona y operador de red y pérdidas adicionales de energía a la entrada al sistema), se registra una disminución de un 3,3% alcanzando los 13.834GWh respecto de los 14.307 GWh del año anterior.

La Empresa continuó avanzando en el desarrollo de su infraestructura cerrando el ejercicio 2020 con 92.256 instalaciones de medidores, de los cuales 89.747 han sido instalados en clientes y 2.509 en transformadores de distribución. Esta tecnología permitió la ejecución de actividades como la adquisición remota de la lectura mensual a cerca de 61.701 clientes y la reconexión remota a 8.642 usuarios. Durante la pandemia, este tipo de operaciones fue un gran soporte para reducir el riesgo de contagio de nuestros clientes y colaboradores.

En 2020 el plan de iluminación y alumbrado público continuó con el proyecto de modernización del Alumbrado en Bogotá. Se instalaron más de 9.000 luminarias con tecnología LED, alcanzando un total de más de 153.000 luminarias LED en la ciudad.

Atendiendo las necesidades actuales y futuras de nuestra Ciudad-Región, mediante el proyecto "Bogotá-Región 2030" la Compañía busca fortalecer su infraestructura eléctrica en Bogotá y Cundinamarca, a través de la construcción de nuevas subestaciones y sus líneas de transmisión asociadas, ubicadas estratégicamente, de acuerdo con los planes de desarrollo, y como parte del crecimiento poblacional, económico e industrial, y la masificación de la movilidad eléctrica del centro del país.

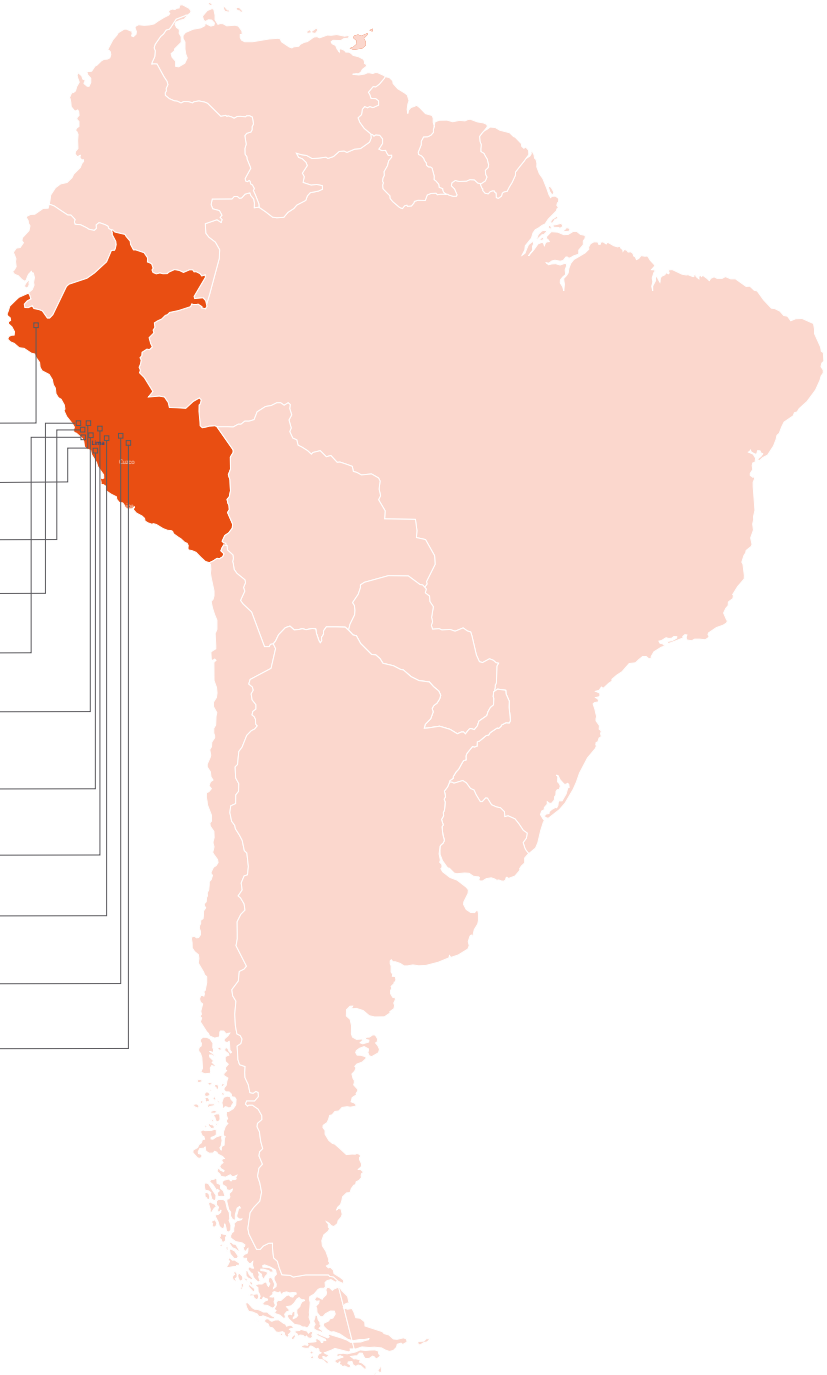
Durante 2020, la Compañía inauguró las subestaciones Compartir (Soacha) y Portugal (Engativá) y avanzó en la ejecución de las subestaciones Terminal (Fontibón), San José (Los Mártires), Calle Primera (Los Mártires), Barzalosa (Girardot) y Occidente (Funza).

La Empresa continuó con la movilidad sostenible, avanzando en el traslado anticipado de la infraestructura de distribución de energía a lo largo del trazado correspondiente a la Primera Línea del Metro de Bogotá.

Codensa reitera su compromiso y disposición en seguir aportando a la construcción de visión de ciudad región afrontando los retos y desafíos que en el corto y mediano plazo nos imponen las necesidades del Departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.

Perú

Generación
Distribución
Transmisión



Perú

Malacas
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 336 MW

Moyopampa
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 69 MW

Callahuanca
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 84 MW

Huinco
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 276 MW

Matucana
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 133 MW

Huampani
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 31 MW

Enel Distribución Perú
Ventas de Energía: 7.578 GWh
Clientes: 1,5 millones
Pérdida de Energía[1] 8,2%

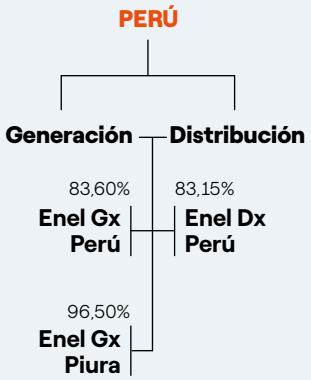
Santa Rosa
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 402 MW

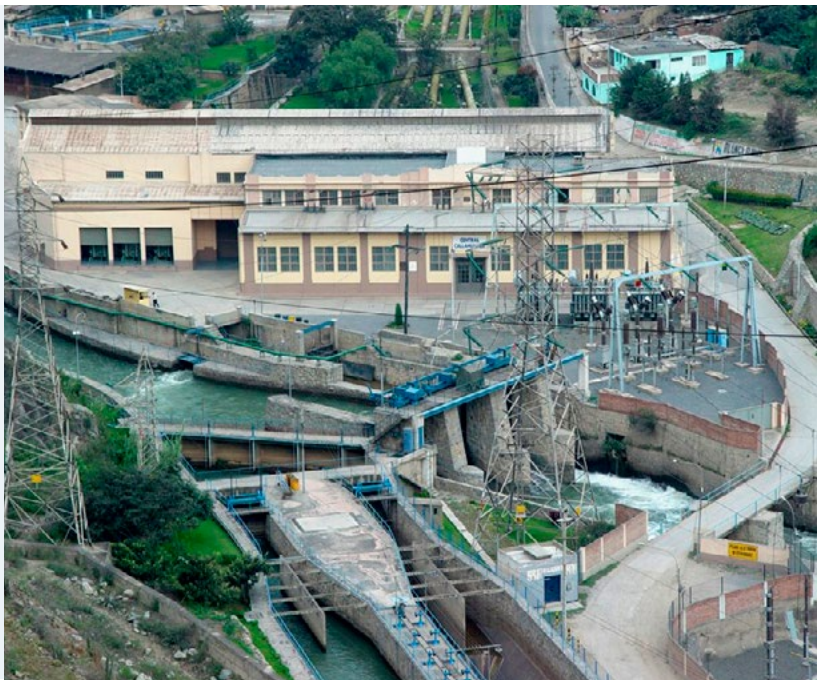
Ventanilla
Tipo: Termoeléctrica
Potencia instalada neta: 460 MW

Yanango
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 42 MW

Chimay
Tipo: Hidroeléctrica
Potencia instalada neta: 157 MW

*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.
1. Pérdida de Energía corresponde a la pérdida total que incluye alta, media y baja tensión así como pérdidas comerciales y hurtos





Generación Eléctrica

Enel Américas S.A., a través de Enel Perú S.A.C. es titular del 83,60% de las acciones de Enel Generación Perú y del 96,50% de Enel Generación Piura, también a través de Enel Perú S.A.C., de la que posee un 100% de su capital accionario.

La capacidad instalada neta total asciende a 1.990 MW, (13.2% del total de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – en adelante SEIN), correspondiendo el 40% a generación hidráulica y el 60% a generación térmica, incluyendo a las centrales Yanango (42 MW) y Chimay (157 MW), que desde el 31 de mayo de 2009 se escindieron para formar parte de Chinango S.A.C.

Este período ha sido un año atípico debido principalmente a las medidas adoptadas a nivel mundial para combatir a la pandemia del COVID-19. En el Perú, se realizó inicialmente una cuarentena estricta que ocasionó que la demanda de energía eléctrica en el país se redujera aproximadamente en 33%, durante las primeras semanas de adoptada esta medida. Conforme se han ido reactivando los sectores paralizados por la cuarentena, la demanda se ha venido recuperando. Sin embargo, al finalizar el año no ha logrado alcanzar los niveles esperados previos a la pandemia; la demanda de energía del mes de diciembre de 2020 presentó una reducción aproximada de 4% respecto a lo esperado previo a la pandemia, incluso la demanda de diciembre 2020 presentó una reducción de 0,3% respecto a la presentada en diciembre de 2019. Debido a lo mencionado, la demanda anual de 2020 presentó una reducción del 7% respecto de la demanda anual de 2019.

La situación en el año 2020 significó todo un reto para las empresas del sector, al verse disminuida de forma importante, tanto su producción, como sus ventas de energía.

Además del Grupo Enel (a través de Enel Generación Perú S.A.A.), los principales actores en la generación de energía eléctrica en el Perú son Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Electroperú S.A. y Fénix Power Perú S.A.

Enel Perú S.A.C.

Enel Perú S.A.C. es una empresa constituida en el Perú, cuyo objeto social es realizar inversiones en otras sociedades, principalmente en aquellas dedicadas a la explotación de recursos naturales y, especialmente, en las vinculadas a la generación, producción y comercialización de energía eléctrica; desarrollar ingeniería para la construcción de plantas de energía eléctrica; realizar actividades de suministro, montaje y puesta en marcha de equipos, instalaciones y/o servicios para la producción de energía eléctrica. Además, puede realizar cualquier otra actividad vinculada al sector energético y de aguas.

Enel Generación Perú S.A.A.

Enel Generación Perú comercializa en el mercado peruano potencia y energía eléctrica, las cuales cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, siendo las más importantes los niveles de tensión, la frecuencia y el tiempo de indisponibilidad del servicio.

La participación accionaria de Enel Generación Perú al 31 de diciembre de 2020 es la siguiente: 83,60% corresponde a Enel Perú S.A.C. (del cual Enel Américas posee el 100% de sus acciones), Prima AFP S.A. tiene el 5,98% de accionariado y otros accionistas con el remanente del 10,42%.

Ubicación

Lima, en las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia y la localidad de Junín.

Capacidad instalada

La Compañía cuenta con ocho centrales hidroeléctricas, seis en Lima y dos en Junín. En la cuenca del río Santa Eulalia se ubica la central Huinco con una capacidad de generación neta de 276 MW y en la cuenca del río Rímac se ubica la central Matucana, con una capacidad de generación de 133 MW. La mayor parte del agua de estos ríos es derivada vía túneles y canales a la localidad de Barba Blanca, donde se ubica la central Callahuanca, la cual dispone de una capacidad de generación de 84 MW. Aguas abajo están ubicadas las centrales Moyopampa con 69 MW, Huampaní con 31 MW y la HER (Hydro Energy Recovery) Huampaní con 0,7 MW. La capacidad total de estas seis centrales es de 593 MW.

Además, se cuenta con 21 lagunas que tienen una capacidad de almacenamiento de recurso hídrico de 282,35 hm^3, lo que permite regular el caudal para generación y abastecimiento de agua de la ciudad de Lima.

En el departamento de Junín se ubican dos centrales hidroeléctricas: Yanango con 42 MW, que aprovecha las aguas del río Tarma, y Chimay con 157 MW, que aprovecha las aguas del río Tulumayo. Ambas totalizan 199 MW de potencia neta. Estas dos centrales son parte de la subsidiaria Chinango.

Asimismo, se cuenta con tres centrales térmicas, con una potencia en conjunto de 862 MW. La primera, Central Térmica Santa Rosa, ubicada en el Cercado de Lima, está constituida por las unidades UTI con 102 MW y TG7 de 117 MW, la segunda, Central Térmica Santa Rosa 2, ubicada también en el Cercado de Lima, está constituida por la unidad TG8 de 183 MW. La tercera, Central Térmica Ventanilla, ubicada en la Provincia Constitucional del Callao, cuenta con tres unidades de generación las cuales conforman el ciclo combinado de 460 MW. Este ciclo fue el primero en instalarse en el SEIN y actualmente corresponde a uno de los seis ciclos combinados con los que cuenta el sistema eléctrico peruano.

Las centrales térmicas utilizan el gas natural que proviene de los yacimientos de Camisea como combustible principal y el petróleo diésel como combustible alternativo.

La **producción total en Enel Generación Perú** alcanzó 7.106 GWh en 2020, un 6,3% menor con respecto al año anterior. Las **ventas de energía** totalizaron 9.642 GWh a diciembre de 2020, una disminución de 8,5% frente a 2019.

Enel Generación Piura S.A.

Su objetivo principal es realizar actividades propias de la generación y la comercialización de energía eléctrica, y mantener presencia en el negocio de gas natural. El plazo es indefinido.

La participación accionaria de Enel Generación Piura al 31 de diciembre de 2020 es la siguiente: 96,50% corresponde a Enel Perú S.A.C. (del cual Enel Américas posee el 100% de sus acciones) y otros accionistas con el remanente del 3,50%.

Ubicación

Provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú.

Capacidad instalada

La sociedad cuenta con una capacidad de instalada de 336MW a través de tres centrales de generación termoeléctrica a ciclo abierto.

La primera, Malacas, está conformada por una unidad de generación marca Siemens, modelo SGT-800 denominada "TG6" cuya potencia efectiva es de 50 MW.

Malacas 2 está conformada por una unidad de generación marca ABB, denominada TGN-4 cuya potencia efectiva es de 105 MW.

Finalmente, Malacas 3 está conformada por una unidad de generación marca Siemens, denominada TG-5, opera con combustible diésel B5 en ciclo abierto en condición de Reserva Fría, y cuenta con una potencia efectiva de 181 MW de la unidad para operación en modo diésel. Esta unidad también cuenta con un modo de operación con gas natural,

el cual cuenta con una potencia efectiva de 128 MW.

La potencia que se presenta en el cuadro siguiente corresponde a la capacidad efectiva total de Enel Generación Piura, al cierre de diciembre de 2020:

Unidades de Producción

Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Capacidad instalada neta (MW)
Malacas 1	TG-6	SIEMENS	Gas Natural	50
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	105
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diésel B5 / gas Natural	181
Total				**336**

La producción y venta física de energía en Enel Generación Piura alcanzó los 616GWh en 2020, un 6,3% menor que en 2019.

Actividades y proyectos en centrales hidroeléctricas

Incremento de Potencia de Central Hidroeléctrica Callahuanca

La central, construida en 1938, está ubicada en la provincia limeña de Huarochirí y produce en promedio alrededor de 600 GWh de energía anuales, equivalente al consumo de 450.000 hogares. En marzo de 2020 alcanzó un récord mensual de producción de 57.830 MWh. Por otro lado, se realizó un diagnóstico inicial del estado de operación de la central, en cada unidad generadora, para identificar puntos de mejora y trabajar en ellos. Gracias a todos estos esfuerzos, en 2020 la potencia efectiva de la central llegó a 83,5 MW, notándose un incremento comparado con la potencia efectiva de 83,3 MW del año anterior. Así se logró superar el valor de potencia efectiva declarada al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) desde 2015.

Automatización y telecontrol de las centrales hidroeléctricas

En línea con la estrategia de digitalización, se asumió el reto de automatizar nuestras centrales hidroeléctricas, cuya antigüedad promedio es de alrededor de 50 años. La evaluación de la factibilidad económica, técnica y operativa de este proyecto se ha realizado en los últimos años contando con el soporte global del Grupo Enel y ha considerado los riesgos que enfrentamos durante el año, los beneficios en la disponibilidad y las sinergias operativas.

El proyecto de automatización y telecontrol, cuya inversión asciende a US$9,81 millones, comprende cuatro fases: i) la construcción e implementación de un nuevo centro de control ubicado en la Central Hidroeléctrica Moyopampa, desde donde se comandará la operación de todas nuestras centrales hidroeléctricas, ii) la automatización de cuatro centrales hidroeléctricas (Huinco, Matucana, Moyopampa y Huampaní); iii) el desarrollo de la conectividad de todas nuestras centrales hidroeléctricas con el centro de control, y iv) la gestión del cambio de trabajo hacia un entorno automatizado.

En enero de 2020, se culminó la automatización de la Unidad 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica Huinco y por la coyuntura de la emergencia sanitaria, el proyecto se concentró en culminar la ingeniería y adquisición de suministros para las centrales hidroeléctricas Huampaní, Matucana y Huinco (Unidades 3 y 4). Se estima que para el año 2021, se alcance la automatización de las centrales hidroeléctricas Huampaní y Matucana, y para 2022 la de Moyopampa y Huinco (Unidades 3 y 4).

Retiro de asbesto de las centrales hidroeléctricas Matucana y Moyopampa

En conjunto con el proyecto de automatización y telecontrol, se modernizaron los equipos y estructuras dentro de las centrales hidroeléctricas y se retiraron los elementos que tuvieran asbesto, un material que es considerado altamente peligroso para la salud. Este cambio trajo como beneficio instalaciones libres de este material y la facilidad de realizar trabajos de mantenimiento que no requieran el uso de equipos especiales.

Con una inversión aproximada de PEN730.000, se logró culminar los trabajos de retiro de asbesto en las centrales hidroeléctricas Matucana y Moyopampa. Los trabajos se realizaron conforme a procedimientos y protocolos establecidos para cada actividad, logrando así cero accidentes o contratiempos.

Rebobinado de estator en la Central Hidroeléctrica Matucana

Con el trabajo en equipo de las áreas de Operación y Mantenimiento, Aprovisionamiento y Seguridad y Salud,

en 2020 se pudo hacer frente a las dificultades en tiempo, costo y personal que trajo consigo la emergencia sanitaria del COVID-19, logrando desaduanar, transportar y recibir el estator de la Central Hidroeléctrica Matucana, sin accidentes ni contagios. El estator es la parte fija de un generador que permite la transmisión de potencia. Se propuso el cambio del estator perteneciente a la Central Hidroeléctrica Matucana debido a la finalización de la vida útil del equipo, el cual llevaba operando más de 44 años. Se prevé volver a operar la Unidad 1 de la Central Matucana con el cambio del estator finalizado en el tercer trimestre de 2021. La inversión del proyecto se estima en US$8,6 millones.

Reemplazo de cables de 220 KV en la caverna de la Central Hidroeléctrica Huinco

Durante 2020 continuaron los trabajos para el reemplazo de cables de 220 KV en la caverna de la Central Hidroeléctrica Huinco, iniciados en 2019. Estos cables, han operado por 52 años de forma continua y al restarle cerca de ocho años de vida operativa, se decidió su cambio. Con la llegada de los suministros para las unidades 2 y 3 de la Central Hidroeléctrica Huinco, se garantiza la inyección de energía de la central más grande de nuestro portafolio hidroeléctrico. El trabajo se dificulta por la antigüedad de los cables, el retiro de bandejas con contenido de asbestos, el laborar en ambientes confinados y la gestión para evitar pérdidas de producción de energía durante el proceso, que se espera culminar en 2022.

Con estos trabajos se busca garantizar la continuidad operativa de las unidades en Huinco, lograr mayor eficiencia y el cumplimiento de los nuevos estándares de calidad. La inversión estimada de este trabajo es de PEN21,88 millones.

Actividades y proyectos en centrales termoeléctricas

Implementación del primer Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) en la Central Térmica Ventanilla

En el año 2019 se inició la construcción del sistema de almacenamiento de energía con baterías "Battery Energy Storage System" (BESS), el cual fue culminado en 2020, entrando en operación el 25 de septiembre. Este sistema permite realizar la regulación primaria de frecuencia (servicio complementario para mantener la energía bajo estándares de calidad requeridos por el sistema eléctrico) y explorar nuevas tecnologías en el mercado de servicios complementarios, convirtiéndonos en la primera empresa que implementa este tipo de soluciones tecnológicas de punta, en el Sistema Eléctrico Peruano y en Latinoamérica.

El sistema está compuesto por ocho bancos de baterías Litio-Ion, especialmente diseñados para brindar una capacidad total de 14,6 MW, con una inversión de aproximadamente PEN29 millones . Este proyecto es el primero del grupo Enel en Latinoamérica y es considerado uno de los más representativos del Grupo Enel en el Mundo. Durante su ejecución, se cumplieron todos los estándares de calidad y de seguridad ante el COVID-19, alcanzando 88.000 horas-hombre trabajadas sin accidentes y sin contagios.

Mantenimiento mayor de la unidad TG4 de la Central Térmica Ventanilla

Con una inversión en torno a los PEN12 millones, se realizó el mantenimiento de 125.000 horas de operación a la unidad TG4 de la Central Térmica Ventanilla, siendo el quinto mantenimiento mayor realizado durante la vida útil de la unidad. Este consistió en el cambio de piezas críticas de la turbina, así como la inspección de quemadores e inspección del generador eléctrico. Con este mantenimiento, que tuvo una duración de 28 días continuos y la participación de empresas locales y extranjeras, se amplió la vida útil de nuestra unidad de generación en 25.000 horas de operación y consiguió mejorar la confiabilidad de la unidad. Asimismo, en búsqueda de la optimización de tiempos, se realizó la rehabilitación interna de la caldera HRSG 12, la cual consideró el cambio de partes internas sometidas a altas temperaturas de agua/vapor. Con estos ajustes, mejoramos y optimizamos el consumo de agua de la central, así como la confiabilidad del equipo.

El mantenimiento de la Unidad TG4 se inició el 15 de enero y finalizó el 13 de febrero de 2020, concluyendo exitosamente y con cero accidentes. Se contó con la participación de áreas locales y globales del Grupo Enel, cumpliendo los estándares de seguridad y calidad, conforme al plan de trabajo establecido.

Rehabilitación del rotor del generador eléctrico unidad UTI06 de la Central Térmica Santa Rosa

Con una inversión aproximada de PEN8 millones, se realizó el rebobinado del rotor, parte móvil del generador eléctrico de la unidad UTI 06 de la Central Térmica Santa Rosa. Asimismo, se realizaron la inspección y mantenimiento de todos los componentes del generador y turbina de la Unidad UTI 06. Con este mantenimiento, que tuvo una duración de 145 días continuos y la participación de empresas locales y extranjeras, se amplió la vida útil del rotor del generador en 20 años, y consiguió mejorar la confiabilidad de la unidad.

Este trabajo de mantenimiento concluyó exitosamente, cumpliéndose todos los protocolos de calidad y seguridad ante COVID-19, con cero accidentes y cero contagios, conforme al plan de trabajo establecido.

Implementación del proyecto "EV Burner + Fogging system" de la unidad TGN04

A fines del año 2019 se inició el proyecto de cambio de la cámara de combustión en la Unidad TG4, que utiliza un sistema de inyección de agua para la reducción de emisiones, y será cambiado por una tecnología Dry Low NOx (DLN). Esta tecnología no utiliza agua e implica el reemplazo del quemador principal y sus componentes auxiliares. Estos cambios permitirán alcanzar niveles de emisiones del orden de 15-25 NOx en generación a carga base, que representan uno de los niveles más bajos obtenidos por las tecnologías actuales y está en línea con la política global de Enel que promueve el cumplimiento de los estándares legales a nivel mundial, así como la utilización de tecnologías de vanguardia para superar los niveles exigidos en los diferentes países.

Adicionalmente, el proyecto permitirá reducir significativamente el consumo de agua durante la generación de energía. Actualmente, la Unidad TG4 usa agua desmineralizada para el control de emisiones, consumo que se reducirá a cero una vez que se instale el nuevo combustor. Complementariamente, se instalará en el sistema de admisión de aire a la turbina, un sistema de neblina (Fogging System) que permitirá recuperar potencia activa en esta misma unidad.

Durante 2020, se inició la construcción del nuevo combustor en las instalaciones de General Electric, donde se han cumplido todos los parámetros de calidad y bioseguridad del personal. El proyecto se encuentra dentro del portafolio de iniciativas de alto impacto en corto tiempo, y beneficiará directamente a las comunidades vecinas de Malacas y Talara.

La inversión asciende a PEN29 millones y se proyecta culminarlo a principios del año 2022.

Terrenos reservados para futuros proyectos

En Perú, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros

Innovaciones tecnológicas

Durante 2020 se implementaron los siguientes proyectos:

•Smart Glasses

El uso de Smart Glasses permite al personal de supervisión trabajar de forma segura con estos dispositivos, minimizando los riesgos laborales y ejecutando con mayor precisión las actividades. De esta manera los supervisores pueden compartir y recibir documentos, revisar planos en tiempo real y alta definición, además de mantenerse en contacto con técnicos expertos a nivel mundial. Esta tecnología ayuda a atender problemas de gran complejidad, así como auditorías, inspecciones, análisis de fallas, mantenimiento y operación con el soporte necesario. Con esto, se ha logrado una reducción significativa en costos en viajes, así como un incremento de productividad al disminuir la pérdida de producción durante inspecciones de mejor calidad y solucionar problemas a través de soporte remoto.

•Telecontrol de las centrales térmicas

En línea con la estrategia de digitalización y optimización de los procesos, y en conjunto con las áreas globales, se han realizado estudios de factibilidad y viabilidad del proyecto telecontrol de las centrales térmicas, para conseguir operar las unidades térmicas desde un solo lugar, es este caso, la Central Térmica Ventanilla. Durante 2020 culminó el concurso relacionado al proyecto, siendo adjudicado a la empresa Siemens, la que será la encargada de la ejecución de la obra, que concluirá en el año 2021, con el telecontrol de todas las centrales térmicas. La inversión estimada es de PEN3 millones.

•Drones para Inspección de centrales

En 2020, continuó la implementación de drones para el reconocimiento de campo y la inspección de equipos y estructuras dentro de nuestras centrales, con la finalidad de optimizar recursos y velar por la seguridad del trabajador. Estos drones han permitido minimizar los tiempos de diagnóstico y eficiencia en costos, obteniendo información relevante y oportuna ante alguna contingencia. Actualmente, se cuenta con cinco drones en operación en las centrales hidroeléctricas y con dos drones en las centrales térmicas. Este año se realizó la inspección de la chimenea de la unidad TG8 de la Central Térmica Santa Rosa, que presentó fallas en su estructura, siendo identificadas rápidamente, lo cual permitió tomar las acciones respectivas oportunamente.

•PI System

Se utilizó una infraestructura que permite conectar distintas bases de datos para generar conocimiento y mejorar la toma de decisiones con la información que se genera automáticamente de las centrales hidráulicas; lo que comúnmente se denomina "minería de datos". Esta herramienta permite al personal técnico analizar las tendencias operativas, que posibiliten la implementación de medidas preventivas oportunas. Durante 2020 se fortaleció el sistema ante ataques cibernéticos, mejorando la infraestructura física y virtual. De igual forma, se realizaron capacitaciones al personal para el buen uso y desarrollo de habilidades tecnológicas en las herramientas PI System, PI Data Link y PI Vision. Esto ha permitido mejorar la eficiencia operacional y disminuir las fallas.

•Hydro Data Model

Con este proyecto de innovación se han estandarizado las señales en nuestros servidores para poder implementar nuevos sistemas de análisis y mantenimiento predictivo. El equipo de Operación y Mantenimiento codificó señales de planta bajo el estándar corporativo Hydro Data Model esto se realizó con apoyo de los operadores de las centrales y con capacitaciones virtuales por parte del equipo de Soporte Técnico de Enel Global.

•PRESAGHO (Mantenimiento predictivo)

La plataforma digital PRESAGHO es un sistema que brinda servicios de mantenimiento predictivo a las centrales hidroeléctricas de Enel. El sistema monitorea, administra y analiza los datos de las instalaciones para predecir el comportamiento de las centrales y anticipar problemas críticos o aumentar el rendimiento. El proyecto PRESAGHO inició su implantación en enero de 2020 con las centrales hidroeléctricas Callahuanca, Yanango y Chimay, y se espera culminar el proceso en 2022 con el resto de unidades. A nivel de Grupo Enel, Perú es el primer país en Latinoamérica conectado a este software predictivo.

•Programa Power G

En 2020 se implementó el programa Power G Award, siendo el primero que une a todas las áreas involucradas con la generación de energía. Este programa tiene como propósito reconocer al equipo de **Power Generation** por su excelencia operativa, buenas prácticas y proyectos innovadores que se realizan en nuestras centrales de generación. Las propuestas prestaron gran importancia a temas relacionados con el medio ambiente, sostenibilidad, seguridad y salud. El programa logró capturar más de 200 ideas innovadoras provenientes de diversas áreas, tanto del negocio como de nuestras áreas de soporte al mismo. Estas ideas compitieron con propuestas de otros países. La relevancia de este programa radica en la posibilidad de mostrar, a nivel latinoamericano, el potencial del equipo de generación, al que se le reta constantemente para que realice la búsqueda de nuevos procesos y nuevas soluciones.

• Implementación de visitas virtuales a nuestras centrales

El uso de las cámaras GoPro para la elaboración de videos de nuestras centrales, de una manera fácil y con bajo costo, ha sido uno de las iniciativas digitales más desarrolladas en 2020. Estas cámaras permiten grabar visitas de alta resolución, con el fin de elaborar recorridos virtuales que permitan conocer nuestras centrales, brindar asistencia en temas técnicos o de seguridad y, finalmente, entrenar al personal a distancia, con el fin de prevenir accidentes y contagios que pudieran darse en nuestras instalaciones.

• Reportes con Power BI

En línea con el enfoque "Data Driven", la plataforma de Power BI se usa para modelar y analizar diferentes datos y proporcionar visualizaciones interactivas y fáciles de usar. Esta herramienta se viene usando en el área de Operación y Mantenimiento para el análisis y seguimiento de la gestión de contratos, compras delegadas y plan de necesidades, diferenciando a las áreas, centrales, fechas, gestores, etc permitiendo de esta forma una oportuna toma de decisiones. También, desde la Subgerencia HSEQ Power Generation se viene desarrollando un sistema de análisis de información de los casos y acciones para controlar la propagación del COVID-19, mediante el cual se puede realizar una visión global de las estadísticas y reportes por país para los casos activos, sospechosos y recuperados, tanto de personal propio como de contratistas de la línea de Power Generation.

• Ingen

El sistema Ingen, implementado desde 2019 en todas las centrales hidroeléctricas, recopila información de distintas fuentes de datos para procesarla de manera automática. Se basa en rutinas programadas para calcular indicadores de producción y eficiencia, cuyo objetivo es emitir informes de estado de las centrales hidroeléctricas, así como enviar alarmas en tiempo real. Este sistema recibe información de indisponibilidad planeada, indisponibilidad no planeada, eventos y accidentes, vertidos de agua y pérdida de producción, información de hidrología y medidas de energía.

Distribución Eléctrica

A través de Enel Perú S.A.C., Enel Américas S.A. es titular del 83,15% de las acciones de Enel Distribución Perú.

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electrosur, y Grupo Distriluz.

Enel Distribución Perú S.A.A.

Enel Distribución Perú es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón.

La zona de concesión abarca unos 1.602 km^2, extendiéndose sobre la zona norte de Lima Metropolitana, la Provincia Constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón, cubriendo 52 distritos de las provincias mencionadas de forma exclusiva y otros cinco de manera compartida con la empresa distribuidora de la zona sur. El año 2020, Enel logró incrementar su área de concesión en el Norte Chico en 52,12 km^2, llegando a electrificar al Centro Poblado Caral beneficiando a pequeños agricultores, empresas agroindustriales y mineras.

Se desplegó personal propio y contratista en un esfuerzo importante para asegurar la continuidad del servicio eléctrico a los hospitales y centros de atención de pacientes con COVID-19, cumpliendo con los protocolos de bioseguridad necesarios para reducir la exposición y contagio en el desarrollo de las actividades en medio de la pandemia. Asimismo, se priorizó la ejecución de obras de nuevas conexiones solicitadas por dichos recintos.

Durante 2020 la base de clientes creció 1,25% en relación a 2019. La energía distribuida, incluyendo peaje para 2020 fue de 7.578 GWh, un –7,7% menor al año anterior.

En términos de calidad, durante 2020 el SAIDI alcanzó un valor de 7,0 horas, en tanto que el SAIFI alcanzó un valor de 2,6 veces.

En términos monetarios, las ventas alcanzaron la cifra de PEN3.074 millones, con una disminución de 2,3% respecto al año anterior.

Actividades y proyectos en distribución

En 2020, se realizaron inversiones por PEN395 millones. Las principales inversiones fueron:

Inversiones en distribución eléctrica

Se destinaron a ampliar, reforzar y renovar las redes de media tensión (MT) y baja tensión (BT), así como el alumbrado público, con el objetivo de atender el crecimiento de la demanda de nuestros clientes, mejorar la seguridad de la infraestructura eléctrica y garantizar la calidad del servicio. Durante el año 2020, se instalaron 108 km. de nuevas redes de MT mediante proyectos de refuerzos y nuevos alimentadores, lo que equivale a un incremento aproximado del 2,2% respecto a la red existente en 2019.

Se ejecutaron también reformas de redes de BT a través de la instalación de 177 km. de redes de servicio particular, que equivale a un incremento de 1,3% respecto al año anterior. Asimismo, se tuvo un incremento de potencia instalada de 13 MVA en subestaciones de distribución, mayor en 0,6% respecto a 2019.

Se realizaron obras para la electrificación de 69 asentamientos humanos, logrando electrificar 10.504 lotes, brindando una mejora en la calidad de vida para miles de pobladores.

Con respecto al servicio de alumbrado público, se efectuaron trabajos de ampliaciones y mejoras de redes para ampliar la cobertura de este servicio a nuestros clientes.

Adicionalmente, se ejecutaron 2.136 proyectos de reformas de redes destinados a la atención de clientes en media y baja tensión. Entre los clientes que han solicitado incrementos de potencia mayores a 500 kW puede mencionarse a Mall Plaza Inmobiliaria S.A., ESSALUD San Miguel, Inka Krops S.A., DAYR Inversiones Múltiples S.A. y OSMED E.I.R.L., entre otros.

Innovaciones tecnológicas

Durante 2020, se implementó la tecnología de realidad virtual para la capacitación de operadores en la ejecución maniobras en redes de AT en una subestación de transmisión, fomentando la formación de habilidades de nuestros operadores en ambientes controlados y evitando potenciales riesgos en las instalaciones eléctricas. Asimismo, se digitalizó la subestación de transmisión Filadelfia, ubicada en el Distrito de San Martín de Porres, mediante fotografías 360°. De esta manera, se facilita la realización de recorridos virtuales con acceso a la información del equipamiento en la mencionada instalación, mejorando notablemente la eficiencia de nuestros procesos operacionales.

Simulador de operaciones en redes de alta tensión

Este proyecto consistió en la implementación de una aplicación en realidad virtual para la evaluación, entrenamiento y formación de nuestro personal operativo en la ejecución de maniobras en redes AT en una de nuestras subestaciones de transmisión. Se utilizó la tecnología de realidad virtual y algoritmos de inteligencia artificial para reconocimiento de voz, a fin de simular operaciones reales en las instalaciones de AT. El personal técnico que ejecuta maniobras es evaluado respecto al conocimiento de los procedimientos técnicos, en el protocolo de comunicación con el Centro de Control y el cumplimiento del Procedimiento de Operación denominado "Cinco Reglas de Oro". En una primera etapa se realizaron simulaciones de operaciones técnicas en los procedimientos de trabajo de maniobras de conexión/desconexión en celdas de Alta Tensión 60kV.

Recorrido virtual de subestaciones

El proyecto se llevó a cabo en la subestación de Alta Tensión Filadelfia, 60/20/10kV, éste consiste en la digitalización de la infraestructura y sus componentes con la finalidad de permitir al personal recorrer la subestación de manera virtual y obtener información técnica vigente sobre sus equipamientos. Para obtener el modelo de la subestación, se determinó una ruta de toma de información y luego se procedió a escanearla con un recorrido interno en 360°, la cual fue vinculada a la información técnica de la subestación y el equipamiento dentro del modelo virtual. Como resultado de este proyecto, se ha logrado optimizar tiempo y recursos en la búsqueda de la información técnica, planificación de trabajos de manera remota y capacitar al personal en forma más segura.

Proyectos de Enel X en Perú

Primer Sistema de Almacenamiento De Energía "detrás del medidor" en Latinoamérica

Enel X Perú brindará un servicio de peak shaving por 10 años a la empresa PAMOLSA, el cual consiste en instalar baterías inteligentes con una capacidad instalada de 500 KW en sus operaciones con el fin de almacenar energía en las horas fuera de punta y descargarlas en las horas punta. El sistema de inteligencia artificial predice los períodos de mayor demanda de la red, en las horas punta a fin de reducir la potencia neta registrada durante las horas de máxima demanda coincidente, generando ahorros para el cliente. La firma del contrato se realizó en diciembre 2020 y se espera que el sistema inicie operaciones en agosto de 2021.

Primer servicio de Utility Bill Management (UBM) en Perú

En noviembre, Enel X Perú firmó el primer contrato de UBM (por sus siglas en inglés, Utility Bill Management) con el grupo empresarial EUROMOTORS PERÚ que inició en diciembre y tendrá una duración de 36 meses. La línea de negocio será la encargada de gestionar facturas de utilities de electricidad y agua en una plataforma virtual que centraliza la información permitiendo gestionar sus gastos mediante KPI. Este servicio gestionará facturas de 61 suministros de distribuidores como Enel, Luz del Sur, Seal, Enosa, Hidrandina y Sedapal.

Primer proyecto solar en Perú

Enel X Perú afianza su compromiso con la construcción sostenible. En octubre, el equipo B2B inició las coordinaciones técnicas para la instalación de su primer proyecto solar en el Edificio "Precursores 5" en San Miguel, el cual está siendo desarrollado por la constructora Bélgica Edificaciones.

Este proyecto solar de 3,35 kWp servirá para abastecer de energía limpia a las áreas comunes del edificio, beneficiando a los propietarios de los departamentos. Cabe mencionar, además, que este montaje servirá para completar los requisitos del Bono Verde de la edificación.

Primer bus eléctrico de Perú

En 2019, el Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP) y las empresas miembros Enel X e Hydro-Québec inauguraron el primer bus eléctrico en Lima con la colaboración de Protransporte y los ministerios de Energía y Minas del Perú, de Transporte y Comunicaciones, y del Ambiente. La electrificación del transporte jugará un papel importante en el cumplimiento del compromiso de Perú de reducir la huella de carbono en un 30% antes de 2030.

El autobús eléctrico de 80 pasajeros está siendo operado por Allin Group, uno de los operadores locales de Protransporte, en la línea del Corredor Rojo (principales avenidas de Lima: Faucett-La Marina-Javier Prado), una de las arterias más concurridas. En los siguientes dos años, los tres socios son responsables del mantenimiento de la infraestructura de carga que ha sido específicamente diseñada y construida para la operación de este vehículo, tomando en cuenta los requisitos del país y la ciudad. Desde su inicio, y por un plazo de seis meses, el bus ha recopilado información en tiempo real de factores como velocidad, ocupabilidad, comportamiento de las baterías, impacto ambiental, comparaciones con vehículos que usan diésel o gas, entre otros. Esta data permite crear las líneas base y proporcionar el conocimiento necesario para la adopción e implantación de un sistema de transporte eléctrico masivo en el Perú.

El bus eléctrico detuvo su operación en el primer período de cuarentena de 2020. Luego de meses, volvió a operar en agosto y a la fecha sigue circulando en la ruta del Corredor Rojo designada. Cabe mencionar, que está en proceso de instalación una cámara termográfica en la entrada de subida del bus. Esta cámara permitirá identificar la temperatura de los pasajeros que aborden el bus, así como identificar si están usando mascarilla o no.

Primer contrato de mejora del alumbrado público con luminarias ornamentales para la municipalidad de Lima

La línea de negocio B2G (Business to Government), con el soporte de la línea global e-City de Enel X, gestionó el convenio con la Municipalidad Metropolitana de Lima. En noviembre firmamos un convenio para iniciar las actividades para llevar a cabo el proyecto de cambio de luminarias convencionales de vapor de sodio por 630 luminarias tipo LED ornamentales, en las principales calles dentro del Centro Histórico de Lima. Este proyecto forma parte del programa de recuperación del Centro Histórico de Lima gestionado por la municipalidad. El proyecto tiene un plazo de 10 meses desde noviembre de 2020.

Aprobación de cambio de 38.600 luminarias en la Zona de concesión (Norte Chico)

En diciembre de 2020, la línea de negocio B2G (Business to Government), con el soporte de la línea global e-City de Enel X, gestionó la aprobación por el CEO de ENEL X, Francesco Venturini, para la modernización de 38.600 luminarias en la concesión de alumbrado público de Enel. Tendrá un desarrollo de dos años -durante 2021 y 2022, convirtiéndonos al término del proyecto en el operador más grande de alumbrado LED del país.

Asistencia Protección Luz 360

Como parte de la estrategia global de e-Home, nos propusimos comercializar nuestras propias asistencias. Para hacer esto posible generamos una licitación global para que pudiéramos brindar asistencia de servicios de emergencia eléctrica en los hogares. Es así como nos asociamos con el grupo MOK, empresa con más de 25 años de trayectoria gestionando servicios masivos, logrando llegar a 450 hogares.

Apertura de canales digitales

La coyuntura nos hizo explorar nuevas maneras de vender para llegar a nuestros clientes. Es por esto que en 2020 incursionamos en:

- Red social Facebook, la cual nos permitió tener un alcance de 100 mil personas.
- Apertura de nuestro E-commerce EnelX: https://www.enelxstore.com/pe/es, el cual generó 33 mil sesiones y también permitió concretar 50 ventas.
- Nos asociamos con ocho alianzas marketplace, como Línio y Lumingo y logramos concretar 480 ventas.

Crédito Digital

Fue una opción de financiamiento de electrodomésticos que desarrollamos para llegar a nuestros clientes. Colocamos 640 créditos digitales y terminamos el año con un porcentaje de ventas 80% presenciales y 20% virtuales.

Piloto en operación minera

Enel X, en unión con la marca de vehículos BYD y la empresa minera Marcobre, lanzaron el primer piloto de un vehículo 100% eléctrico a usarse dentro de la operación minera en Marcona, Ica. Se instalaron los cargadores respectivos para el uso del vehículo, permitiendo monitorear su flujo de carga y añadiéndolo al análisis posterior. El auto logró recorrer más de 700 kilómetros en dos meses de operación, demostrando la viabilidad del transporte eléctrico en una operación de este tipo.

5

Gestión 2020

Inversiones y Actividades Financieras

Macrocontexto

El escenario macroeconómico mundial durante 2020 estuvo marcado por los efectos de la pandemia de COVID-19, que provocó un "colapso severo" con "impactos adversos agudos en mujeres, jóvenes, trabajadores informales y aquellos que trabajan en sectores intensivos en contacto", según indicó en enero de 2021 el Fondo Monetario Internacional en su actualización del Panorama Económico Mundial. En ese contexto, la contracción del crecimiento para 2020 se estimó en 3,5%, caída que fue recortada en 0,9 puntos porcentuales con respecto al pronóstico anterior (octubre) en virtud de "un impulso más fuerte de lo esperado en la segunda mitad de 2020".

En ese contexto, el PIB de Estado Unidos disminuyó un 3,4% con respecto al año anterior, transformándose en la peor caída desde 1946. China, por su parte, si bien terminó en niveles positivo, vio crecer su economía solo un 2,3%.

La estimación del FMI para Sudamérica consideró una caída del PIB de 7,1% en el período. En tanto, las economías de los países en los que está presente Enel Américas -Argentina, Brasil, Colombia y Perú- lidiaron con contracciones de -10,4%, -4,05%, -6,8% y -11,1%, respectivamente, en un contexto de pérdida de puestos de trabajo y baja en el ingreso de los hogares.

Operaciones Financieras Concretadas

Operaciones financieras corporativas:

La Junta Extraordinaria de Accionistas del 18 de diciembre de 2020 aprobó la fusión que tiene por objeto permitir a Enel Américas controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power SpA desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile); fusión por incorporación de Enel Green Power Américas en Enel Américas. Esta fusión le permitirá a Enel Américas acceder a nuevas oportunidades de crecimiento. La citada Junta además aprobó la modificación de los Estatutos Sociales, en particular las limitaciones y restricciones establecidas en los Estatutos por la aplicación del Título XII del Decreto Ley N°3500, particularmente en lo referente a que un accionista no pueda concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas. La Política de Inversiones y Financiamiento se mantiene inalterada en la estructura de Gobierno Corporativo de Enel Américas.

- En 2020, Enel Américas obtuvo un financiamiento de corto plazo por un monto de US$300 millones, para cubrir sus necesidades de capital de trabajo.

Detalles de su operación en Brasil

- Enel Brasil: en marzo de 2020 aumentó su capital en US$519 millones provenientes del incremento de capital que Enel Américas efectuó en 2019 por US$3.000 millones.
- Enel Distribución Ceará: obtuvo un financiamiento bancario por BRL500 millones (US$96 millones).
- Enel Distribución Goiás: logró un financiamiento bancario por BRL150 millones (US$29 millones).
- Enel Distribución Rio: obtuvo un financiamiento Intercompañía por BRL750 millones (US$144 millones) y accedió a financiamientos bancarios por BRL350 millones (US$67 millones).
- Enel Distribución São Paulo: consiguió financiamiento bancario por BRL860 millones (US$166 millones).

Colombia

- Codensa: colocó bonos locales por COP500.000 millones (US$146millones) y obtuvo un financiamiento bancario por COP612.238 millones (US$178 millones)

Perú

- Enel Distribución Perú: accedió a financiamiento bancario por PEN310 millones (US$86millones).
- Enel Piura logró un financiamiento bancario por US$25 millones.
- Enel Perú concretó un financiamiento bancario por PEN960 millones (US$265 millones).

Resumen de operaciones financieras concretadas:

Operación en Brasil	Operación en Colombia	Operación en Perú
Enel Brasil: en marzo de 2020 aumentó su capital en US$519 millones provenientes del incremento de capital que Enel Américas efectuó en 2019 por US$3.000 millones.	Codensa: colocó bonos locales por COP500.000 millones (US$146millones) y obtuvo un financiamiento bancario por COP612.238 millones (US$178 millones)	Enel Distribución Perú: accedió a financiamiento bancario por PEN310 millones (US$86millones).
Enel Distribución Ceará: obtuvo un financiamiento bancario por BRL500 millones (US$96 millones).		Enel Piura logró un financiamiento bancario por US$25 millones.
Enel Distribución Goiás: logró un financiamiento bancario por BRL150 millones (US$29 millones).		Enel Perú concretó un financiamiento bancario por PEN960 millones (US$265 millones).
Enel Distribución Rio: obtuvo un financiamiento Intercompañía por BRL750 millones (US$144 millones) y accedió financiamientos bancarios por BRL350 millones (US$67 millones).		
Enel Distribución São Paulo: consiguió financiamiento bancario por BRL860 millones (US$166 millones).		

Política de Inversión y Financiamiento para el Ejercicio 2020

Inversiones

Áreas de inversión

Según lo autorizan sus estatutos, Enel Américas efectuará inversiones en las siguientes áreas:

i) Aportes para inversión o formación de empresas subsidiarias o asociadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía;

ii) Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades subsidiarias;

iii) Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

Límites máximos de inversión

Los límites máximos de inversión por cada área de inversión corresponderán a los siguientes:

i) Inversiones en sus subsidiarias del sector eléctrico, las necesarias para que estas subsidiarias puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales, con un monto máximo equivalente al 50% del Patrimonio Total del Balance Consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019;

ii) Inversiones en otras empresas fuera del negocio eléctrico, siempre y cuando al menos el 50,1% del total de los Activos Consolidados de Enel Américas sean del sector eléctrico.

Participación en el control de las áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enel Américas, en la medida de lo posible se procederá de la siguiente forma:

i) Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas subsidiarias y asociadas, la designación de directores que correspondan a lo menos a la participación de Enel Américas en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas subsidiarias;

ii) Se propondrá a las empresas subsidiarias las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que estas deberán ceñirse;

iii) Se supervisará la gestión de las empresas subsidiarias y asociadas;

iv) Se mantendrá un control permanente del nivel de endeudamiento.

Financiamiento

Nivel máximo de endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enel Américas estará dado por una relación de Deuda Financiera Total (medida como Otros Pasivos Financieros Corrientes más Otros Pasivos Financieros No corrientes), menor o igual a 2,2 veces el Patrimonio Total del Balance Consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019.

Atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos

Solo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

Atribuciones de la administración para convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones

Corresponde a la junta extraordinaria de accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, respecto de los activos esenciales indicados más adelante.

Activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enel Américas, la participación directa y/o indirecta, que permite el control por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de Enel Brasil y Emgesa.

Inversiones Relevantes Asociadas al Plan de Inversiones

La estrategia de financiamiento global de las subsidiarias del grupo y créditos entre compañías se coordina, con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones del financiamiento de la Compañía.

Las subsidiarias del grupo desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de las metas es concentrarse en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como proyectos para reducir las pérdidas de energía.

Adicionalmente, centrándose en el grupo Enel Américas busca brindar servicios a todas sus compañías, el objetivo es reducir las inversiones a nivel de subsidiaria individual, en elementos tales como los sistemas de contratación, sistemas de telecomunicaciones y de información. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la Compañía, no se ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

El plan de inversiones es suficientemente flexible para adaptarse a circunstancias cambiantes al otorgar distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y calce estratégico. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas en desarrollar el plan de obras en Brasil, Colombia y Argentina.

Durante el año 2020 se invirtieron US1.553 millones en los negocios de Enel Américas.

Inversiones efectuadas en 2020

Generación

Los gastos de capital en generación totalizaron US$168 millones en 2020, mientras que en 2019 fueron de US$250 millones.

Argentina

La inversión total alcanzó US$44 millones en 2020 (**Central Dock Sud S.A.).** La Compañía realizó una inspección A (boroscopia) sobre el ciclo combinado, del cual surgió información que daba cuenta de daños que ponían en riesgo la continuidad operativa de la unidad, por lo que se debió realizar una reparación forzada de la TG9. En **Enel Generación Costanera SA** se realizaron trabajos en el Ciclo Combinado Siemens (LTE y Rotor Swap), junto con tareas en las restantes instalaciones de la central, entre las cuales destaca el Proyecto de Waste Water Treatment System y Demi Water Plant.

Brasil

La inversión total alcanzó a US$14 millones en 2020. En particular, **Enel Generación Fortaleza** realizó inversiones por un total de US$9,5 millones principalmente para el mantenimiento continuo de la central y compra de materiales y servicios para turbinas de gas y vapor. En el caso de **Volta Grande** y **Cachoeira Dourada,** se realizaron inversiones por un total de US$4,6 millones, principalmente en la revitalización del generador y proyectos relacionados a Dam safety

Colombia

La inversión total alcanzó US$62 millones en 2020. A pesar de la contingencia y restricciones por la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, se realizaron los mantenimientos requeridos y se ejecutaron las inversiones, demostrando nuestra capacidad de resiliencia y compromiso con la operación y mantenimiento de las centrales, así como con la implementación y cumplimiento de protocolos de bioseguridad eficientes para garantizar la producción de energía. Por otra parte, continuaron las actividades de ingeniería, pruebas y fabricación de equipos para la automatización y telecontrol de las Centrales del Río Bogotá. Se continuó con el proyecto Life Extension (Extensión de Vida Útil) y mejora en el desempeño ambiental y se realizó la puesta en marcha del sistema BESS (**Sistema de Almacenamiento de Energía**). Asimismo, la Compañía incursionó en el mercado de Bonos de Carbono, ratificando su lineamiento estratégico y apoyo a la descarbonización global; además, dentro de un marco de fomento a la innovación permanente, se ha seguido impulsando la aplicación de megatendencias tecnológicas a nuestro negocio.

Perú

En 2020 se han realizado inversiones de mantenimiento por US$48 millones. Entre los principales proyectos se encuentran la automatización y telecomando de las centrales hidráulicas, reemplazo de núcleo y bobinas G1 **Matucana**, reemplazo de cables en la caverna de **Huinco**, actividades de mantenimiento y obras civiles en unidades hidráulicas, compra de piezas de contingencia para unidades térmicas, suministro y montaje de la planta de tratamiento de agua en Ventanilla, rehabilitación del generador UTI6, Overhaul Tipo B TG6 **Malacas**, proyectos medioambientales para reducir emisiones nocivas en TG4 de **Malacas** y actividades de mantenimiento en unidades térmicas. En inversiones de crecimiento se han invertido US$3 millones en el proyecto **BESS Ventanilla** y Early Spending REN.

Distribución

Durante 2020, se realizaron inversiones por US$1.255 millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de estos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. En 2019 se realizaron inversiones por US$1.386 millones. Las principales inversiones se enfocaron en: Expandir nuestro servicio de distribución en respuesta a la creciente demanda de energía; Mejorar la calidad de servicio; Mejorar la seguridad, y Reducir las pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

Argentina

En 2020, **Edesur en Argentina** realizó inversiones por US$113 millones con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad del servicio.

- En coherencia con colocar a nuestros clientes en el centro, hemos realizado 1.304 trabajos de conexión para clientes en baja tensión (BT) y 42 para clientes de media tensión (MT)

- En este período finalizamos la obra del puesto de entrega y medición en AT – 132 kV para el cliente Aysa – Bernal por una potencia de 21 MW.

- Por otra parte, las inversiones realizadas permitieron completar la ampliación SE Glew, donde se incorporaron 80MVA de nueva trasformación AT/MT y se sumaron 11 nuevas salidas de MT.

- La Compañía finalizó la renovación de la Terna 104 de AT que vincula las Subestaciones Reconquista y Nuevo puerto. Esta obra mejora la operación del sistema ante necesidades de traslado de carga entre la zona norte y zona sur del GBA.

- Completamos la instalación del tercer transformador en la SE Perito Moreno con una potencia de 150 MVA. Con este transformador se asegura la normalización de los clientes afectados en un plazo no mayor a 24 horas, en el caso de que ocurriera alguna falla en alguno de los Transformadores preexistentes de la SE Perito Moreno.

- Con foco en la mejora de la calidad de servicio, continuamos con la instalación de 130 equipos adicionales de telemando, alcanzando un total de 1.715 equipos en diferentes puntos de la red de Media Tensión (MT), implicando una mayor eficiencia en la red.

Brasil

La inversión total alcanzó US$756 millones en 2020.

Enel Distribución Rio realizó inversiones por un total de US$150 millones. De este monto, un 30% fue destinado a nuevas conexiones, un 33% para realización de proyectos de reducción de pérdidas de energía, mejoras de la calidad de las redes de distribución con impacto positivo en los servicios ofrecidos a los clientes y sistemas de control remoto mediante el uso de tecnología. El resto fue invertido en mantenimiento de las redes de distribución.

Enel Distribución Goiás invirtió un total de US$237 millones. De estos, un 36% se usó para realizar proyectos de reducción de pérdidas de energía y para mejora de la calidad de las redes de distribución. La Compañía invirtió un 32% para nuevas conexiones y 32% para mantenimiento de las redes de distribución.

Enel Distribución São Paulo invirtió un total de US$186 millones, de los cuales 42,3% fue utilizado para el mantenimiento de la red, un 35,2% en proyectos de calidad y un 22,5% para nuevas conexiones.

Enel Distribución Ceará, la inversión totalizó US$175 millones, en donde un 65,7% se destinó para el incremento de la red con nuevas conexiones y respaldar el reciente crecimiento sostenido en la demanda en el Estado de Ceará un 24,5% se invirtió en proyectos de mantenimiento de las redes de distribución y 9,7% en mejorar la calidad del servicio y reducción de pérdidas.

Colombia

Las inversiones de Codensa durante 2020 alcanzaron a US$276 millones, focalizadas principalmente en la mejora de la calidad y eficiencia del servicio (US$81 millones), con el objetivo de mantener la senda de mejoramiento de los indicadores de calidad; conexiones y alumbrado público (US$63 millones) y ampliación de la capacidad (US$11 millones), para la atención de la nueva demanda; control de pérdidas (US$7 millones) con el objetivo de mejorar la senda de pérdidas de energía, además de atender las necesidades de reposición (US$28 millones), normalización y modernización (US$18 millones) de la infraestructura eléctrica e infraestructura de recarga buses eléctricos (US$37 millones).

Perú

Enel Distribución Perú invirtió US$110 millones. La demanda de energía va asociada a nuevos requerimientos de clientes, situación que ha generado inversiones en las redes de distribución por US$67 millones, de los cuales US$39 millones se destinaron a la ampliación y refuerzo de redes para poder atender los requerimientos de clientes residenciales, comerciales e industriales, US$6 millones destinados a la electrificación de asentamientos humanos, US$9 millones en ampliación del sistema de alumbrado público y US$12 millones en asegurar la calidad y seguridad del suministro. En lo que se refiere a subtransmisión se ha invertido US$14 millones en la ampliación de la capacidad y seguridad de las subestaciones y líneas de transmisión. Adicionalmente, se destinaron US$10 millones al control de pérdidas y US$18 millones a sistemas de información y US$3 infraestructura.

Gestión de la Dimensión Ambiental

7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 13 ACCIÓN POR EL CLIMA

Uno de los pilares del Plan de Sostenibilidad de la Compañía es la **sostenibilidad de la gestión ambiental**. A través de este pilar gestiona su compromiso de aportar al proceso de descarbonización y de proveer de energías limpias a sus clientes.

La gestión de este pilar implica prevenir y mitigar los impactos ambientales que generan las actividades de sus subsidiarias, la conservación de los recursos naturales y la protección de la flora y fauna. Lo anterior permite contribuir al cuidado del entorno local, aportando a que los proyectos permanezcan en el largo plazo y generen valor en los países en donde la Compañía está presente.

La gestión de la sostenibilidad ambiental de las actividades operativas se basa en políticas y procedimientos de Gobernanza Ambiental. Gracias a estas medidas, Enel Américas monitorea el cumplimiento de normativas y compromisos voluntarios en la materia, y gestiona las variables ambientales en donde su impacto es mayor: residuos, biodiversidad, emisiones y agua. Esta gestión también incorpora la toma de decisiones éticas y responsables para resguardar el medioambiente y minimizar los riesgos de relacionados a incumplimientos respecto a la legislación o a nuestro programa de cumplimiento y Modelo de Prevención de Riesgos Penales.

Sistema de Gestión Integrado

Uno de los objetivos estratégicos asumidos por Enel Américas en su Política Ambiental es "implementar en toda la Organización Sistemas de Gestión Medio Ambiental reconocidos internacionalmente, basados en el principio de la mejora continua y la adopción de índices ambientales para medir el desempeño de toda la organización en esta materia". Tomando como base esta meta, Enel Américas ha diseñado un Sistema Integrado de Gestión (SIG) que permite ordenar, documentar y mejorar los procedimientos, actividades y operaciones de la Compañía en todas sus subsidiarias, como también medir indicadores de desempeño no solo ambientales, sino además en salud, seguridad ocupacional y calidad, el cual es monitoreado y reportado al Directorio.

Gestión de Variables Ambientales

Gestión del recurso hídrico

El agua es un recurso natural no renovable y, a la vez, limitado. Por ello requiere un uso eficiente, que haga compatible la satisfacción de las demandas con el respeto al medio ambiente y a los demás recursos naturales.

La disponibilidad del recurso hídrico es clave para el desarrollo del negocio de generación hidráulico y representa un riesgo debido a la variabilidad en los patrones de precipitaciones y cambios en los regímenes de caudales, que se ha visto acrecentado por el cambio climático. Para Enel Américas ha sido clave en la mitigación de este riesgo su diversidad geográfica y el uso de diversas tecnologías.

Por su parte, la generación térmica que proporciona flexibilidad a la matriz energética y permite mitigar el riesgo hídrico requiere agua para el enfriamiento de sus calderas, siendo clave las políticas y controles establecidos en los Sistemas de Gestión Integrado que no solo optimizan y reducen el consumo de agua, sino que previenen su eventual contaminación.

En la distribución de energía, si bien el uso de agua es menor, también se han implementado medidas para la reducción del consumo y evitar contaminaciones siguiendo los lineamientos del Sistema de Gestión Integrados y la Políticas de la Compañía.

Gestión emisiones

Se entiende por emisión, la descarga a la atmósfera continua o discontinua de materias, sustancias o formas de energía procedentes, directa o indirectamente, de cualquier fuente susceptible de producir contaminación atmosférica. La normativa actual obliga a controlar y reducir las emisiones a la atmósfera, sean estas del tipo acústicas, electromagnéticas, gases, material particulado, entre otros.

En el caso de los gases y particularmente los gases de efecto invernadero (GEI), Enel Américas está comprometida con la no construcción de más centrales termoeléctricas a carbón, buscando contribuir a la reducción de las emisiones de CO_2.

Gestión de residuos

La Política Ambiental de Enel Américas contiene directrices que orientan la gestión de residuos tanto peligrosos como no peligrosos, siendo prioritaria su reducción y reutilización, fomentando el desarrollo de proyectos de Economía Circular. De este modo, el año 2019 el Grupo Enel implementó la Policy N°473 Guía para la Gestión de Residuos (peligrosos y no peligrosos) basado en la realidad de aplicación de todos los países en que opera, incluidos los que conforman Enel Américas

Economía circular y análisis de ciclo de vida

Un procedimiento fundamental para la gestión de la sostenibilidad ambiental de las actividades operativas es identificar y medir los impactos ambientales, generados en cada etapa del proceso de desarrollo de los productos y proyectos de Enel Américas.

El **Análisis de Ciclo de Vida (ACV**) es la herramienta que permite analizar de forma conjunta y transversal, los flujos de entrada y salida de materiales y energía a lo largo de toda la cadena de valor de un producto o servicio, identificando fuentes de impacto ambiental. Esta información puede ser utilizada como base para el diseño de estrategias ambientales adecuadas, o para ser comunicada a los clientes y otros stakeholders, como una muestra más de transparencia.

Recientemente, el Grupo Enel fue incluido como uno de los 100 Partners Globales de la Fundación Ellen MacArthur, organización sin fines de lucro y referente mundial en la incorporación de los principios de circularidad en la economía.

Esto plantea el desafío de seguir manteniendo el liderazgo en temáticas de sostenibilidad, promoviendo la economía circular en los procesos de la Compañía y de los clientes, a través del suministro de energía cada vez más limpia.

Gestión en la Dimensión Social

Colaboradores

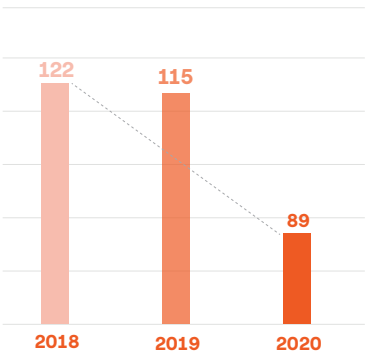
Involucrando a nuestras personas

En este momento de transición energética y consecuente trasformación del modelo de negocio, las personas en las empresas tienen un rol clave para enfrentar los desafíos tecnológicos y de innovación. Por esta razón, la formación en nuevas habilidades, el superar las barreras para una empresa más inclusiva y la entrega de herramientas para un nuevo rol en el mercado energético, son instrumentos indispensables para crear valor en el largo plazo.

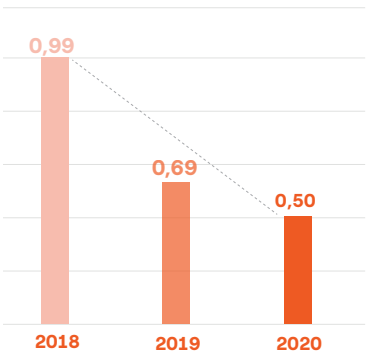
Seguridad y salud laboral

Para Enel Américas S.A., resguardar la salud y seguridad de sus trabajadores son elementos fundamentales que responden a la preocupación de la organización por mantener personas sanas y aptas para el oficio que desempeñan, así como también evitar y controlar la ocurrencia de incidentes y/o enfermedades con causa u ocasión del trabajo.

TOTAL ACCIDENTES



FRECUENCIA ACCIDENTES



En este período, la Compañía enfrentó nuevos desafíos producto de la pandemia del COVID-19. Por ello, tomó una serie de medidas, manteniendo como prioridad innegable y absoluta la seguridad y salud de sus colaboradores.

Para mitigar las posibilidades de contagio en sus operaciones, se instalaron controles para detectar a las personas que pudiesen ingresar a sus instalaciones con sintomatología asociada al COVID-19. Estas consideraron, entre otras, cámaras biométricas de alto flujo con detección de temperatura y reconocimiento facial para detectar el no uso de mascarillas, contando con más de un punto de medición. A esto se sumó la descontaminación de calzado y manos en varios puntos de sus operaciones y la designación de rutas y zonas de tránsito acompañadas de una fuerte señalética.

Para contener un posible brote dentro de las instalaciones, en caso de que los controles de entrada pudiesen ser vulneradas y ante la existencia de un colaborador de Enel Américas o contratista que pudiese tener síntomas, se definieron salas de autodiagnóstico y aislación para contener y evaluar al posible contagio con un equipo médico que trabaja 24/7 con la Empresa. A través de eficientes protocolos y procedimientos se busca generar la trazabilidad de los contactos estrechos lo más pronto posible, los cuales según el diagnóstico de nuestro equipo médico podrán tener indicación de PCR e incluso la derivación a Hoteles Sanitarios en convenio con la Compañía, a la espera de resultados con el fin de proteger a sus familias. A esto se agrega la segregación y descontaminación de las zonas y espacios donde estuvo la persona eventualmente contagiada.

El sistema de trabajo tuvo como objetivo exponer a la menor cantidad de personas al virus. Pese a las estrictas medidas que se mantienen, se separó a los grupos de trabajos esenciales para la operación de la Compañía en células, las que operan separadas y bajo estrictas medidas de cuidado dentro de las instalaciones, previniendo que un miembro de una unidad de trabajo pueda contagiar a otros de la misma.

Dado lo anterior, en temas de Salud Preventiva e informativa destacan las siguientes iniciativas:

Difusión y promoción de salud

La prevención de la salud es importante para el bienestar de cualquier persona. Por lo mismo de modo anual se planifica la difusión de distintos tópicos que buscan difundir y promover hábitos saludables por medio de postales, afiches, mailing, gráficas, concursos, charlas, entre otros, que tienen por objetivo, capacitar, educar y promover una mejor calidad de vida y salud de los trabajadores.

Marzo: campaña Antiestrés; recomendaciones prácticas para afrontar situaciones de estrés en el entorno laboral.
Abril: campaña de Inmunización; invitación masiva para vacunación contra la influenza.
Mayo: campaña Antitabaco; consejos para prevenir y evitar su consumo.
Junio: campaña Cáncer de Colon y Cáncer Gástrico; detección y prevención oportuna a través del examen preventivo de salud.
Julio: campaña de Prevención de Enfermedades Virales y Respiratorias; recomendaciones prácticas para prevenir contagios.
Agosto: campaña Cuidado del Corazón; conjunto de recomendaciones asociados a prevenir los factores de riesgo cardiovascular.
Septiembre: campaña Cáncer de Próstata y Cervicouterino; examen preventivo de salud.
Octubre: campaña Prevención del Cáncer de Mama; detección precoz/autoexamen. Adicionalmente, se conmemoró el Día Mundial del Accidente Cerebrovascular (ACV) para crear conciencia para una rápida y oportuna consulta ante especialistas.
Noviembre: campaña Alimentación Saludable; consejos para una mejor alimentación y estilo de vida.
Diciembre; campaña Cáncer de Piel; consejos para el cuidado de la piel, ante la radiación ultravioleta y otros agentes.

Finalmente, y dada la contingencia sanitaria, se realizaron charlas asociadas directamente a la prevención de trastornos musculoesqueléticos y charlas y talleres ligadas al ámbito de la Salud Mental.

Programa de inmunización

La inmunización de los trabajadores de Enel Américas es una medida que tiene como objetivo prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo, como la influenza. Asimismo, la Empresa mantiene activo todo el año el Programa Medicina del Viajero, consistente en programa de inmunización para colaboradores que, por razones de trabajo, deban trasladarse a otros países, generando inmunizaciones contra las enfermedades comunes del país a visitar que pueden representar una amenaza y/o riesgo de contagio.

Programa exámenes preventivos

Su objetivo es realizar evaluaciones médicas periódicas a los colaboradores para detectar, de manera precoz, alteraciones o patologías con daño potencial de su salud.

Este control preventivo incluye, además, el respectivo control médico de modo de orientar o entregar pautas según los resultados.

Programa de riesgo cardiovascular

Programa preventivo que busca generar cambios en las conductas y hábitos a través de evaluaciones nutricionales y ejercicios de acondicionamiento físico direccionados, mejorando los parámetros médicos alterados. Está dirigido para todos los trabajadores que según evaluación en examen preventivo se encuentren con dos o más factores de riesgo cardiovascular.

Relaciones laborales

Durante 2020 y como es habitual se continuó con el programa de reuniones periódicas con los sindicatos de la Compañía, permitiendo avanzar en la consolidación del diálogo abierto con los representantes de los trabajadores y en un muy buen clima laboral.

Clima laboral

El clima laboral es una prioridad, por este motivo la Compañía continuó trabajando en varias iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los colaboradores en los ejes de liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

En el contexto ocurrido, en 2020 se adaptaron las acciones para responder a las necesidades emergentes de los colaboradores.

- Se desarrolló una encuesta **"Bienestar y Formas de trabajo en Enel"**, la que permitió un espacio de escucha de todo lo que se ha vivido en el período. Posteriormente se realizaron focus group para analizar los resultados en cada una de las dimensiones consultadas, con la finalidad de tener un diagnóstico y desarrollar planes de acción.

- Enel Américas valora la meritocracia como el camino para hacer una carrera profesional. Por ello busca destacar constantemente el aporte que sus colaboradores realizan, ya sea de manera individual o colectivamente, a través de programas de reconocimiento de buenas prácticas. Durante 2020 se premió el Programa Protagonistas, en el cual los propios colaboradores destacan y promueven las prácticas, iniciativas y/o proyectos que generan valor en la Compañía.

- En el programa ***TeamWork*** se reconocen equipos que destacaron en la implementación de un proyecto o iniciativa, considerando elementos como la participación de diferentes áreas, resultados sobresalientes, colaboración e innovación.

- A través de ***Open Feedback*** se incentiva la cultura de retroalimentación continúa entre toda la red laboral y durante todo el año, dirigiendo el desarrollo de los colaboradores, así como también a la conformación de equipos de alto desempeño.

Plan de Sucesión y Traspaso de Funciones

Cada año, la Compañía realiza un proceso de identificación y/o revisión de sucesores para sus posiciones Manageriales (Gerencias). En dicho proceso, se identifican sucesores en condición de ocupar la posición de forma inmediata (Ready) y, a su vez, a aquellos que aún requieren continuar algún camino de desarrollo (Pipeline) con miras lograr la performance requerida para el adecuado ejercicio del rol. De este modo se cautela la idoneidad de cada sucesor, así como el cumplimiento de las políticas de no discriminación y diversidad, al tiempo que se asegura la disponibilidad de reemplazos ante eventualidades que pudiesen generar la ausencia de algunos de los principales ejecutivos. En lo referente al traspaso de funciones, información relevante u otros requeridos para el adecuado ejercicio del rol, se cuenta con protocolos de traspaso de información sensible, así como traspaso de facultades y/o poderes de representación formal, en acuerdo con las políticas internas y las regulaciones legales vigentes.

Diversidad e inclusión

Para Enel Américas, contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial para generar una cultura de innovación, un mejor clima y mayor productividad, nos da la posibilidad de abrirnos a diferentes puntos de vista que enriquecen el ambiente de trabajo y agrega valor de manera permanente.

Por otra parte, se procura la equidad e igualdad de oportunidades brindando los apoyos necesarios para lograr una adecuada y exitosa experiencia laboral. Ello se enmarca bajo la **Política N°89 de Diversidad e Inclusión de Enel Américas** y procedimientos que se fundamentan

con la Ley N°20.422, la cual establece normas sobre igualdad de oportunidades e inclusión social de personas con discapacidad; sumamos también la Ley N°21.015 que incentiva la inclusión de personas con discapacidad al mundo del trabajo y, por último, la Ley N°20.609 que establece normas contra la discriminación

En este contexto, existe un procedimiento para detectar e inhibir las diversas barreras organizacionales, sociales y culturales basadas principalmente en el proceso de reclutamiento y selección.

Por otra parte, las evaluaciones psicolaborales son adaptadas de acuerdo con el tipo de discapacidad y acorde a las necesidades de apoyo del candidato. Se considera, además, un proceso de seguimiento laboral para nuestros colaboradores en situación de discapacidad, con el objetivo de brindar un apoyo y detectar o realizar ajustes razonables para asegurar las igualdades de condiciones.

Adicionalmente, se realizan procesos de capacitación con relación a temáticas de diversidad y discapacidad, con el objetivo de eliminar barreras, principalmente creencias, prejuicios y estereotipos, que se traducen en actitudes y comportamientos que impiden, empatizar y despertar valores fundamentales de la inclusión social como son: el respeto por la diversidad, la solidaridad, la equidad y la promoción de la autonomía.

En línea con la **Política de Diversidad e Inclusión**, la Compañía ha desarrollado como parte de su estrategia, una serie de prácticas vinculadas con los pilares de género, edad, nacionalidad, discapacidad y bienestar. Los principios generales de esta política son:

- Rechazar toda forma de discriminación arbitraria y asegurar y promover la diversidad, la inclusión y la igualdad de oportunidades.
- Promover y mantener un clima de respeto para la dignidad de la persona, el honor y su identidad.
- Asegurar los más altos estándares de confidencialidad respecto de cualquier información sobre la esfera privada de los colaboradores a la que se pudiera tener acceso.

En la **dimensión de género** se busca un equilibrio en la población evaluada en la fase inicial de los procesos de reclutamiento y selección, además se cuenta con iniciativas para incorporar la perspectiva de género en la Compañía, así como el conocimiento de conceptos básicos sobre equidad e igualdad, de manera que se pueda establecer un cambio cultural en que todas las personas que trabajan en Enel Américas perciban que tienen las mismas oportunidades y que se encuentran en igualdad de condiciones para desarrollarse profesionalmente. Complementariamente, se cuenta con el **Programa Parental** destinado a equilibrar las necesidades de los padres y madres bajo la nueva modalidad de trabajo.

En la **dimensión de edad**, se considera la transferencia de conocimientos desde las personas jóvenes a senior, y viceversa. Además, con la finalidad de potenciar la propuesta de valor de Enel Américas, hacia nuevas generaciones, se aplicó una encuesta a nuestros jóvenes profesionales, para conocer mejor sus necesidades y requerimientos.

En la **dimensión de nacionalidad**, a los expatriados se les asigna un tutor que lo asiste y apoya durante el tiempo que dure su expatriación en orden a reconocer, respetar, gestionar las diferencias entre personas de diferentes nacionalidades y fomentar su integración.

En el **pilar discapacidad**, en orden a reconocer, respetar y gestionar las diferentes habilidades de las personas al interior de la compañía, Enel Américas aborda los asuntos relacionados con las necesidades de sus colaboradores en situación de discapacidad.

Así también a nivel de las distintas empresas, se generaron alianzas de trabajo con **Fundación Ronda y REDMAD**. Por otra parte, es importante recalcar la adhesión a la iniciativa The Valuable 500, que ha permitido generar un proyecto que levantó diferentes líneas de acción como base para un cambio cultural a través de diversas iniciativas.

Finalmente, en base a la **dimensión transversal**, se impulsan cursos bajo la temática de diversidad y talleres de sensibilización sobre valores relacionados con la diversidad y la inclusión.

Medidas de conciliación y flexibilidad laboral

En Enel Américas se busca mantener el equilibrio en las diferentes dimensiones de la vida con el fin de mejorar el bienestar, la salud y la capacidad de trabajo de cada persona, entendiendo que cada trabajador o trabajadora pueda atender su actividad profesional de forma satisfactoria, al mismo tiempo que disponga del tiempo necesario para disfrutar de su vida privada.

En línea con los programas desarrollados años anteriores y atendiendo al matiz de urgencia producto de la pandemia, durante 2020 se extendió el programa **Smart Working** ya sea en modalidad completa o bajo un sistema mixto, lo que implicó que el 100% de los trabajadores realizaron sus funciones vía trabajo remoto o mixto.

A nivel global y para atender la particularidad del momento asociado a la pandemia, el Grupo Enel desarrolló el **Programa "#IWorkAtHome"**, iniciativa que se ha creado con el objetivo de proporcionar herramientas, actividades, cursos de formación, etcétera para todas las personas que están en teletrabajo. Este programa se sustenta en tres pilares:

- Trabajando Juntos;
- Mantener Informados;
- Regenerarse.

Asimismo, se realizaron charlas o webinar especialmente asociados a la temática de salud mental, además de charlas efectuadas por profesionales en torno a consejos posturales durante las horas de trabajo. Finalmente, y manteniendo la tradición de la Empresa, se mantuvo en formato online la realización de los distintos eventos corporativos como Excelencia Académica, Fiestas Patrias, Trayectoria Laboral y Navidad, entre otros.

Atracción del talento

Reclutamiento y selección

Para Enel Américas, el principal objetivo es incorporar a los mejores profesionales que, además, tengan las competencias vinculadas al cambio cultural que estamos viviendo con la transformación digital de la Empresa y las competencias Open Power.

Programa de prácticas y atracción del talento joven

En esta línea, un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación, en calidad de practicantes y memoristas, de aquellos jóvenes que serán los futuros profesionales y que hoy pertenecen a las mejores universidades del país. A ellos se les brinda la oportunidad de consolidar el aprendizaje teórico, en el contexto del negocio de Enel Américas, logrando de esta manera, la formación de profesionales conocedores de la realidad y de los desafíos del grupo, lo que constituyen una importante y significativa fuente de reclutamiento. Este programa de prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año, desarrollándose bajo modalidad remota y producto del contexto de emergencia sanitaria a contar de marzo en adelante.

Desarrollo de los colaboradores

Capacitación

Durante 2020, el principal foco fue acompañar a los líderes y colaboradores en los desafíos que trajo consigo el trabajo a distancia.

Pensando en las nuevas competencias de liderazgo

Se entregaron 1.182 horas totales de capacitación a nuestros líderes.

El programa "Leader to Coach" tiene el foco en potenciar el ejercicio del liderazgo y el rol del gestor en la cultura "Open Power", desde un rol activo y estratégico, con foco en la movilización de sus equipos y en la capacidad de generar aprendizaje. Este programa integral de entrenamiento de habilidades, formación y acompañamiento, contempla la construcción de un itinerario individual para cada gestor a través de distintas actividades como workshops, webinars y cursos del **Modelo de liderazgo** Enel y la gestión del cambio.

En este período la Compañía finalizó el programa Leadership in data driven Transformation para sus managers, con un 100% de participación. Además, se desarrolló un ciclo de charlas para todos sus líderes, como parte del Programa **#IWorkAtHome**, iniciativa Global que busca proporciona herramientas, actividades y cursos de formación para las personas que están en modalidad teletrabajo.

Se desarrolló un programa de **Formación 100% online** a través de plataformas de aprendizaje internas que permitieron dar continuidad a la formación y desarrollo. Dentro de los programas destacados este año se encuentran:

- **Programa de idioma**
- **Programa de *Compliance***
- **Diplomado de Mercado Eléctrico**

Evaluación

En Enel América cuenta con el **programa *Open Feedback*,** que busca incentivar la cultura de retroalimentación continúa entre toda la red laboral durante todo el año, dirigiendo el desarrollo de los colaboradores, así como también, la conformación de equipos de alto desempeño. Este programa está basado en la filosofía Open Power y cuenta con una plataforma online en la cual cualquier colaborador puede entregar feedback a sus pares, equipos y gestores, destacando los aspectos positivos de su desempeño y relevando las oportunidades de mejora identificadas. En las instancias de feedback que mantienen los gestores con los colaboradores son oportunidades para generar mayor cercanía, transparencia, alinear expectativas y apoyar el desarrollo profesional de los colaboradores. Utilizando el mismo modelo de base, con los cuatro valores corporativos,

se implementa un proceso evaluativo, de carácter anual, en el que se involucra a todo el personal que cumple con los requisitos de elegibilidad. En este proceso, en que el cada gestor evalúa a sus colaboradores, se releva información sobre oportunidades de desarrollo y/o formación, así como fortalezas y potencialidades de cada miembro en su contexto particular de trabajo siendo por ello una información utilizada para la programación de planes de desarrollo, planes de formación, así como para otros subprocesos internos de gestión de personas.

Además, en 2020 se realizó una evaluación por objetivos basada en la matriz de metas de la Compañía. Esta evaluación mide el aporte de cada persona al cumplimiento de las metas globales del Grupo Enel. El valor que tiene la gestión por objetivos, en cuanto a la comprensión que cada persona tiene de su contribución y el impacto en la motivación por el trabajo del día a día, hizo altamente relevante una comunicación fluida entre el gestor y su equipo de trabajo. Este año, debido al contexto de pandemia, se trabajó en tres pilares claves para los procesos de Evaluación:

Comunicación: desarrollo e implementación de campañas de difusión en diferentes niveles (masivos, por equipos, dirigidos a jefaturas y/o individuales personalizados) y a través de distintos canales (Email, Intranet, Whatsapp, Teams) con el objeto de reforzar los elementos críticos de cada proceso evaluativo (Etapas del proceso, manuales de uso de las plataformas, material práctico para la ejecución de las diferentes fases, recordatorios, etc.)

Plataformas: se fortalecieron las plataformas de evaluación, plataformas para los procesos de Feedback (principalmente Teams) y se generaron mecanismos de seguimiento y soporte con el objeto de cautelar la fluidez y calidad del proceso.

Mejora Continua e Integración: la situación particular de este año permitió poner a prueba nuestras herramientas y modelos en contexto de teletrabajo, promoviendo la integración de información con los diferentes subsistemas de gestión de personas, al tiempo que se hizo un relevamiento de información para mejora continua de procesos y de plataformas.

Flexibilidad laboral y teletrabajo

Bajo la nueva modalidad de trabajo remoto por contingencia sanitaria, los trabajadores de Enel Américas S.A. realizaron sus funciones vía trabajo remoto o mixto. Asimismo, se generó una nueva iniciativa en contexto de pandemia: **Programa global "IWorkAtHome"**.

También durante 2020 se realizaron varias acciones, tanto recreativas como educativas, dedicadas a los hijos de los colaboradores; entre ellas encontramos el campamento de verano consistente en jornadas recreativas para hijos de colaboradores entre 4 y 15 años, que se realizan durante el primer mes del año y para la temporada de invierno se realizaron diversos talleres y actividades extraprogramáticas y culturales. Junto a lo anterior, es importante mencionar que por contexto pandemia se flexibilizó el bono de sala cuna a cuidado en casa.

Finalmente, es importante recalcar la realización de diversas charlas y actividades, también online, con enfoque a los pilares de diversidad e inclusión, el autocuidado, salud, aprendizaje, innovación y ámbito informativo para los colaboradores y su entorno familiar.

Beneficio Post-Empleo a los trabajadores

Tal como se indica en notas 3m.1 y 26 a los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, la Compañía otorga una serie de beneficios post empleo a sus trabajadores, los cuales dependiendo de la forma en que estén acordados pueden o no generar la constitución de un fondo de largo plazo (activos del plan) para beneficio de los trabajadores.

Cuando procede, las obligaciones post empleo por beneficios definidos se presentan en el estado de situación financiera netas de los activos de los correspondientes activos del plan.

Trabajadores tercerizados

Aparte de nuestros colaboradores, desarrollamos nuestros negocios con trabajadores tercerizados, durante los años 2020 y 2019, hemos dado empleo a más de 70 mil personas, en los países donde tenemos presencia.

Proveedores, Clientes y Competidores Relevantes

Proveedores

Siguiendo los lineamientos del Grupo Enel, la Compañía implementa una estrategia para propiciar una cadena de suministro sostenible. Es por ello que se comparte un propósito común con los proveedores y contratistas para la generación de valor bajo una misma perspectiva de largo plazo. Esta se basa en tres pilares fundamentales: **inclusión de criterios de sostenibilidad en el proceso de selección de proveedores** (medio ambiente, salud y seguridad, derechos humanos, entre otros aspectos), **promoción de la Economía**

Circular y desarrollo de habilidades en proveedores.

Durante el año 2020, la Empresa continuó con la implementación de la "Circular Procurement Strategy", que incorpora la Sostenibilidad y la Economía Circular como drivers de valoración y selección de oferentes a adjudicar en las licitaciones superiores en valor a €200.000 (se excluyen Consultorías y Adjudicaciones Directas). Durante la etapa de selección de proveedores, el compromiso de medir y comunicar los impactos ambientales de sus operaciones, el implementar medidas de circularidad en la cadena productiva y/o participar en proyectos de Economía Circular, será considerado un elemento diferenciador en la evaluación, entregándoles una ventaja competitiva sobre los demás.

A través de la herramienta Supplier Performance Management se realiza el monitoreo en tiempo real del desempeño de los proveedores según criterios de medición y observación, dentro de los cuales se encuentra la calidad del producto o servicio, puntualidad, seguridad, medio ambiente, derechos humanos, innovación y colaboración. El resultado de estas evaluaciones será utilizado para tomar acciones respecto de los proveedores, ya sea en términos de reconocer a los de buen desempeño o bien solicitarles planes de mitigación a quienes presenten un desempeño subestándar.

En línea con los **pilares de una cadena de aprovisionamiento sostenible**, en la etapa de calificación de proveedores (donde se evalúa si estos pueden calificar y formar parte de la cadena de suministro de Enel Américas), se verifican requisitos de derechos humanos y ética, requisitos de salud y seguridad, requisitos ambientales y requisitos de integridad, evaluándose si cumplen con los estándares exigidos por Enel Américas.

Aquí se verifica esencialmente que la empresa proveedora posea un sistema de gestión que garantice el respeto de los asuntos antes mencionados, para lo cual se solicita documentación comprobatoria.

Los requisitos varían según el tipo de empresa y el nivel de riesgo que implica el servicio a contratar en cada línea de negocio. Los riesgos pueden ser técnicos, ambientales, sociales, reputacionales o en seguridad. Por ejemplo, a proveedores de servicios ambientales se les exige contar con un sistema de gestión certificado bajo ISO 14001. Como resultado de esta etapa, se genera una lista de proveedores calificados por Enel Américas, los cuales son monitoreados constantemente.

En 2020, el 100% de los nuevos proveedores calificados en el proceso descrito fueron evaluados en salud y seguridad, medio ambiente y derechos humanos.

Una vez superado el umbral técnico mínimo definido para los procesos de licitación, la selección del proveedor considera un mix ponderado de oferta económica y "**factor K de Sostenibilidad**". A través de estos factores, Procurement incentiva la aplicación de la sostenibilidad y la economía circular en los proveedores y contratistas.

Se han definido cinco categorías que interesan cubrir con estos elementos diferenciadores: social, medioambiental, salud y seguridad, economía circular y certificaciones.

La incorporación de estos factores K en las ofertas puede mejorar la posición final del proveedor en el ranking de selección de las ofertas ponderadas más ventajosas. A modo de ejemplo, se puede mencionar el cálculo de la huella ecológica (carbon footprint) y las correspondientes acciones de mitigación, el uso de vehículos de bajas emisiones, el compromiso de desarrollar proyectos de utilidad social y fomentar la contratación de mano de obra local, el compromiso de obtener ciertas certificaciones, entre otros aspectos.

Para Enel Américas una cadena de valor sostenible es un requisito fundamental. Es por ello que la Empresa promueve con sus proveedores una cultura centrada en la sostenibilidad medioambiental, social y económica, con valores basados en la innovación, ética, transparencia, salud, seguridad, anticorrupción y derechos humanos.

El negocio sostenible es un requisito imprescindible para afrontar los retos del futuro y esta visión se traduce en una cadena de suministro sostenible, economía circular, innovación digital y creación de valor compartido, con un trabajo en consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Proveedores, clientes y competidores relevantes

La Sociedad desarrolla sus negocios en el ámbito de la generación y distribución de energía eléctrica, en ese contexto, su cartera de clientes, es lo suficientemente atomizada para que ninguno de ellos supere el 10% de las ventas consolidadas de la Compañía.

A nivel de proveedores, nuestros principales proveedores corresponden a las compras de energía eléctrica, costos de transporte de la misma y proveedores de activo fijo. Dentro de ellos, nuestros principales proveedores corresponden a empresas generadoras de energía eléctrica. Dado las amplias zonas de distribución que posee Enel Américas a través de Sudamérica, ninguno de estos proveedores supera el 10% del total de proveedores utilizados en el curso de su operación.

Dadas estas circunstancias, siendo Enel Américas S.A. una sociedad holding que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía en Sudamérica, se consideran proveedores, clientes y competidores relevantes aquellos principales con los que operamos en cada área geográfica, y sobre la mirada de sus impactos en la Compañía de forma consolidada.

Se estableció que los proveedores, clientes y competidores relevantes son los siguientes:

Argentina

Principales clientes en el segmento de generación y distribución
Frigorífico El Bierzo S.A., Graneros y Elev. Arg. De Colon, New American Oil, GCBA, Municipalidad de Quilmes.

Principales competidores
Pampa Energía, SADESA, AES Argentina, Generación Mediterránea, YPF.

Principales proveedores
Argencobra S.A., Rowing S.A., Prysmian Energía Cables y Sistem, Sistem Melesur Energía Arg. S.A., Kioshi S.A.

Brasil

Principales clientes en el segmento de generación y distribución: Petrobras, Braskem S.A, Telefônica/Vivo, Volkswagen, Ferbasa.

Principales competidores: Energisa, Cemig, Neoenergía, CPFL Energía, Equatorial Energía.

Principales proveedores: Itaipu,, Norte Energía S/A, Centrais Eléctrica de Sergipe S/A, Santo Antonio Energía S.A., Camara de Comercializacao de Energía Elétrica-CCEE.

Colombia:

Principales clientes: Grupo Éxito, Casaluker, Molienda de la sabana SAS.

Principales competidores: Empresas Públicas de Medellín, Isagen, Celsia, Gases de Occidente, Efigas.

Principales proveedores: Grupo Éxito, Ecopetrol S.A., Petroles del milenio- Petromil.

Perú

Principales clientes: Hipermercados Tottus S.A., GYM Ferrovias S.A., Pesquera Diamante S.A., Minera Las Bambas, Minera Chincalco Perú S.A.

Chile

Principales proveedores
Compañía de Leasing Tattersall S.A, Travel Security S.A., Imak S.A. Grafton Support Services S.A., Team Work Recursos Humanos Limitada, DCV Registros S.A.

Comunidad

Enel Américas opera en cuatros países distintos, siendo clave el conocimiento de las circunstancias locales y escuchar las necesidades de las partes interesadas, de forma que estos se convierten en elementos esenciales para identificar soluciones específicas.

Para ello en cada uno de los países en que opera, con una multiplicidad de realidades económicas, sociales y culturales, Enel Américas considera variables tales como pobreza energética, pobreza multidimensional, impacto de la crisis climática, líneas de trabajo de los gobiernos entre otras, todo ello bajo la mirada de los ODS de Naciones Unidas (ONU).

Para profundizar en las necesidades y prioridades específicas de cada territorio, Enel Américas implementó el modelo de **creación de valor compartido** (CSV, por su sigla en inglés) a lo largo de la cadena de valor y ciclo de vida de los activos. Este modelo prevé la aplicación de herramientas de estudio **socioeconómico-ambiental**, de definición de los grupos de interés y, finalmente, de la realización de un plan de sostenibilidad consensuado con ellos, enfocado en la generación de valor compartido: iniciativas que benefician a la comunidad, así como a las empresas.

Con un enfoque en el desarrollo local, la Compañía desarrolla proyectos inclusivos y participativos que buscan disminuir la brecha en la pobreza multidimensional con su inversión en facilitar el acceso a la energía limpia y asequible, el desarrollo económico y el acceso a la educación de calidad. De esta forma, se generan las sinergias entre el progreso social y el desempeño corporativo, incorporando además a las comunidades locales en el recorrido de la transición energética.

Indicadores de medición de las iniciativas enfocadas en el desarrollo local

ODS	Indicador	2020	2019	2018
8	Desarrollo económico y trabajo digno (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	978	383	354
7	Acceso a la energía limpia y asequible (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	4.933	4.042	2.995
4	Educación inclusiva, equitativa y de calidad (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	644	522	345
		6.555	**4.947**	**3.694**

Iniciativas en el contexto COVID-19

Argentina

Aumento de potencia

Desde el comienzo y durante la cuarentena, el equipo técnico ha entregado grupos generadores de electricidad adicionales en centros de salud el área de concesión. Se han instalado equipos con una potencia total de 2.389 kVA, que funcionan como apoyo para la prestación del servicio de salud.

En la **Municipalidad de Almirante Brown** hemos instalados dos equipos, uno en el hospital de campaña situado en el Polideportivo Municipal (250 camas) y otro en el Instituto de Formación Profesional 41 (63 camas). El primer generador cuenta con una potencia de 100 kVA y el segundo 388 kVA.

Otros dos hospitales de campaña de la Municipalidad de San Vicente cuentan con equipos de apoyo. Uno en el Club Deportivo San Vicente, con 100 kVA de potencia; y otro en el Hospital Municipal Dr. Ramón Carrillo, con 463 kVA.

El hospital Dra. Cecilia Grierson, en Guernica, Municipalidad de Presidente Perón, también cuenta con un generador alterno, con 650 kVA, que funciona como alternativa en caso de que algún incidente.

Se aumentó la potencia eléctrica de seis centros de salud en el conurbano bonaerense y Capital Federal. El total de nueva potencia es de 1.157 kW, distribuidos según lo solicitado por los municipios y gestionados a través de sus áreas de salud.

Hospital de Campaña Ezeiza

Este fue montado por la Municipalidad y Edesur y se instaló para asistir pacientes de baja complejidad afectados por la pandemia de COVID-19. Además, se donaron más de 1.200 unidades de sábanas, toallas y frazadas para las camas instaladas.

Brasil

Con el objetivo de abordar y minimizar los daños causados por la pandemia en Brasil, lanzamos el programa **#JuntosNaMesmaEnergia**, un paquete de iniciativas que destinó BRL 23,4 millones a acciones en varios frentes del país. En ese marco, distruibuimos: 9.500 canastas de alimentos; artículos de higiene a las comunidades en las áreas de operación de la Empresa, aportando 25 mil jabones de la alianza con Natura; 11 toneladas de verduras y 700 kits con alimentos orgánicos del proyecto Huertas en Red; 26.000 mascarillas quirúrgicas para hospitales, entre otras.

De manera adicional, a través del proyecto Enel Share Entrepreneurship, apoyamos a pequeños grupos productivos para la confección y donación de 25.800 mascarillas y mantas de protección para la población. Las mascarillas, fabricadas con tricolina, pueden reducir la propagación del nuevo coronavirus por personas asintomáticas o presintomáticas acompañadas de un tutorial sobre el correcto uso, con consejos de higiene y prevención recomendados por la Organización Mundial de la Salud.

Participación voluntaria de empleados, nuestra Red del Bien

Además de las iniciativas anteriores, a través de nuestro portal de voluntariado "Red del Bien", realizamos campañas internas para fomentar la participación de los empleados en diversas acciones, tales como: Donación para la producción de pruebas rápidas de Fiocruz; Donación, en un sistema virtual de crowdfunding, a instituciones sociales en cinco estados brasileños; Divulgación de las acciones de emprendedores locales, entre otras. Estas acciones beneficiaron a 11.512 personas, involucraron a más de mil voluntarios y recaudaron BRL109 mil.

Eficiencia energética en hospitales

A través de nuestro Programa de Eficiencia Energética, realizamos obras en 14 hospitales y unidades de salud que han tratado pacientes infectados por el coronavirus en los estados de Rio de Janeiro, São Paulo, Goiás y Ceará. Las obras incluyen la renovación de los sistemas de iluminación

y climatización de las unidades, contribuyendo a un mayor confort de los profesionales y pacientes y a una mayor eficiencia en los gastos de las instituciones con energía eléctrica. Esta es una de las formas que encontramos para estar junto con la sociedad en este momento y donar nuestra energía para un bien mayor.

Desarrollo de cursos online para comunidades

En la plataforma Enel Shares, adaptamos algunos de nuestros proyectos para que las comunidades atendidas por nuestras iniciativas no fueran dejadas de lado durante el período de aislamiento social. Las conferencias y talleres educativos se han convertido en clases de video en línea con pautas sobre el consumo consciente de energía, consejos de seguridad con la red eléctrica durante el aislamiento, instrucciones sobre el espíritu empresarial y recomendaciones sobre la prevención de COVID-19. Además, los líderes comunitarios que forman parte de nuestra Red de Liderazgo, difundieron a través de videos y boletines, iniciativas orientadas a la salud y prevención de enfermedades en las comunidades de nuestra zona de concesión.

Colombia

La labor de Enel en Colombia para afrontar la crisis se ha traducido en 65.667 beneficiarios de proyectos que buscan mitigar el impacto de la pandemia en las comunidades donde opera.

Codensa lanzó la sucursal virtual que permite recibir notificaciones sobre el servicio de energía, entre otros servicios. Con cerca de 1.400 empleados directos trabajando desde sus hogares, unos 470 empleados haciéndolo desde sus sedes o en calle y alrededor de 500 trabajadores en modalidad de trabajo parcial en casa, las compañías de Enel en Colombia aseguran todos los procesos necesarios para mantener la prestación de este servicio público esencial. La atención presencial de clientes se migró a los canales virtuales, donde se ha dado solución a cerca de 3 millones de transacciones, promedio mensual, a través de los canales digitales de Codensa.

Apoyando a las comunidades

Con un apoyo de COP 1.700 millones, se han realizado iniciativas para garantizar la salud y la alimentación de personas que más lo necesitan.

Entre otras acciones se destacan:

Entregando más de 10.600 productos en los municipios de Cundinamarca, municipios del Huila en conjunto con la Fundación Fundacoofisam y su programa "uni2" para cooperar, entregamos 2.600 alimentos. Así, familias vulnerables de Campoalegre, Yaguará, Hobo, Tesalia, Altamira, Paicol, Gigante, Garzón y El Agrado, pertenecientes al área de influencia de las hidroeléctricas de Betania y Quimbo, se vieron beneficiadas; así como las tiendas locales, ya que adquirimos el 90% de los alimentos y otros productos en sus locales.

La Costa Caribe, más específicamente en los barrios Arroz Barato, Policarpa, Albornoz y Puerta de Hierro en el sector de El Mamonal de Cartagena, también recibió nuestra ayuda, ya que allí entregamos 1.040 canastas de alimentos y otros productos.

Esta colaboración fue posible gracias al Colectivo Traso con su Campaña #EntreTodosNosProtegemos, la Fundación JuanFe y la Fundación de la (ANDI) Seccional Bolívar. Dentro de los beneficiarios de las ayudas humanitarias están más de 70 pescadores de la zona, adultos mayores, personas con discapacidad, vendedores informales y niños. Personal de nuestra Compañía ha visitado las zonas seleccionadas para brindar estas ayudas humanitarias a través de canastas de alimentos y otros productos a las familias que verdaderamente lo necesitan.

Un total de 14.240 familias podrán alimentarse saludablemente durante un mes. Este aporte se suma a los cerca de COP1.900 millones que las compañías y colaboradores de Enel en Colombia han realizado, que permitieron ampliar las Unidades de Ciudados Intensivos (UCI) de la Fundación Cardio Infantil, así como las del Hospital Universitario la Samaritana, Méderi y la Clínica Shaio, gracias a una alianza con ProBogotá. De igual forma, se instalaron equipos de respaldo para el funcionamiento del hospital temporal de Corferias y aportó a la financiación de Hamilton, un robot de alta tecnología que le permitió a la Universidad del Rosario incrementar el número de pruebas diagnósticas del COVID-19.

En el caso de La Guajira, las empresas de Enel en Colombia se unieron a la campaña articulada por la ANDI, con la cual dotaron al Hospital San José de Maicao con cuatro nuevas unidades de UCI y pruebas de diagnóstico rápido que beneficiaron a 500.000 personas. Por otra parte, a través de la Fundación Saldarriaga Concha se entregaron 515 kits de protección, con más de 10.700 elementos, para el personal médico de 12 centros de salud del Huila.

Perú "que nuestra energía nunca se detenga"

Aumento capacidad de suministro eléctrico

En respuesta a la emergencia sanitaria, Enel Perú no solo

se comprometió a garantizar que el flujo de energía a los hogares e industrias fundamentales no se detuviera, sino que también brindó un apoyo constante a las personas más vulnerables a nivel nacional. En este marco, ha desarrollado una estrategia alineada a los ODS, cuyos resultados continúan llegando a familias, comunidades y hospitales.

Enel Perú realizó obras destinadas a suministrar una mayor potencia eléctrica, en algunos casos duplicando la capacidad eléctrica, al hospital de la Policía Nacional del Perú, Augusto B. Leguía, en el Rímac; al hospital Sergio Bernales, en Comas; al hospital de campaña instalado en el Parque Huiracocha, en San Juan de Lurigancho y al hospital Octavio Mongrut de Essalud, en San Miguel.

Estas iniciativas se suman a la donación de equipos médicos a los principales hospitales de Ica, Moquegua, Junín, Piura y Lima, regiones donde Enel Perú está presente con sus plantas de generación, como parte de la campaña "Que nuestra energía nunca se detenga".

Enel Perú también ha contribuido en la mejora de la infraestructura eléctrica de La Casa de Todos, entidad clave para el soporte de población vulnerable en el país.

Junto con las comunidades

Enel Perú, junto a las empresas EGE Santa Ana y Peruana de Energía, donaron más de PEN170 mil en material médicos y balones de oxígeno al hospital Regional Julio César Demarini y al hospital Selva Central y Enfermedades Tropicales "Hugo Pesce Pescetto".

En el Callao, la alianza entre Enel Perú y Fundación Pachacútec ha permitido la entrega de 300 almuerzos nutritivos diarios en Ventanilla, llegando a beneficiar a 75 familias en situación de vulnerabilidad.

En respuesta a la emergencia sanitaria en curso, Enel Perú donó material médico y balones de oxígeno al Centro de Salud de Talara. De forma adicional al apoyo brindado al hospital, la Empresa ha entregado aproximadamente mil canastas con alimentos de primera necesidad para las familias de la comunidad de Piedritas y del cono norte de Talara.

Enel Peru apoya con PEN 3,5 millones para seguir con el apoyo al sistema de salud y a las poblaciones más vulnerables, lo cual se suma a las acciones para garantizar la continuidad del servicio eléctrico de los hogares y los establecimientos.

Enel X puso a disposición de la Municipalidad de Lima tres autos eléctricos para ser usados en el transporte de personal médico, la entrega de donaciones y otras actividades necesarias durante la emergencia sanitaria.

Economía Circular

La Visión de Enel Américas

La economía circular es un nuevo paradigma basado en repensar todo el modelo económico con miras a desacoplar las actividades económicas del consumo de recursos naturales no renovables.

La implementación de este enfoque en el negocio de Enel, representa una elección fundamental a nivel estratégico que busca alcanzar los objetivos de competitividad tanto en términos económicos como de reducción de riesgos y, al mismo tiempo, contribuir a la solución de desafíos globales priorizando el medio ambiente.

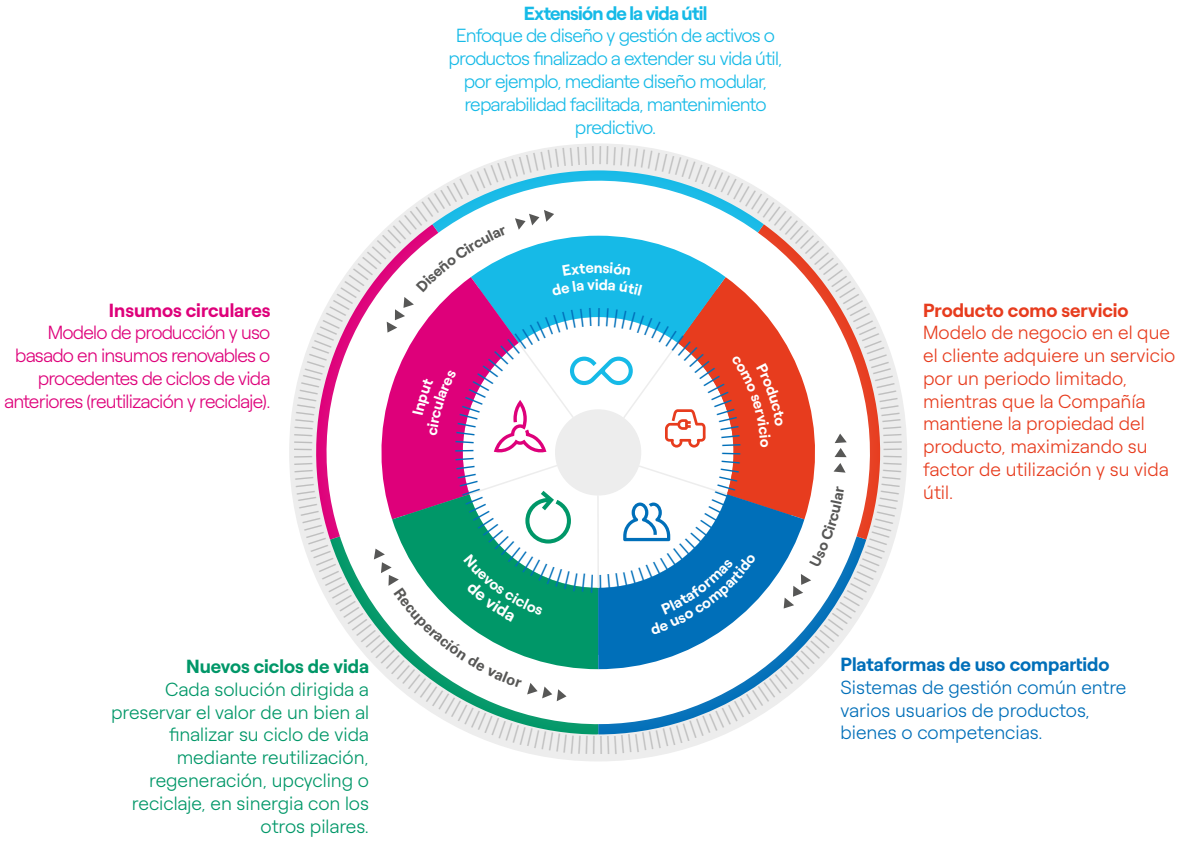
Repensar el modelo de desarrollo desde una perspectiva circular es ante todo un desafío de innovación y una colaboración cada vez más estrecha con su ecosistema. Esta conciencia ha llevado a innovaciones no solo en términos de tecnología, procesos, modelo de negocio, sino también en términos más amplios de sinergia entre las áreas de negocio dentro del Grupo y la colaboración con todas las contrapartes externas.

Para que el resultado sea efectivamente transformador, el enfoque circular debe abarcar inevitablemente toda la cadena de valor: para reducir el consumo de energía y materiales no renovables, es necesario actuar por un lado sobre los recursos utilizados como insumos, pasando de fuentes no renovables a fuentes renovables o insumos reciclados, y por otro lado sobre los modelos de reutilización, intercambio o producto como servicio (producto como servicio).

La estrategia de Enel está constituida por cinco pilares:

- **Insumos circulares:** aumentar el uso de las energías de fuentes renovables y uso de materias primas renovables, de reutilización o reciclaje.

- **Extensión de la vida útil:** con el fin de extender la vida útil de nuestros activos, este pilar se enfoca en la realización de acciones de mantenimiento preventivo o predictivo, e incorporar diseño modular para facilitar el armado, reorganización y desarmado, permitiendo la fácil reparación o reemplazo de piezas en caso de falla, o reutilización de los componentes al final de su vida útil.
- **Producto como servicio:** incorporar la servitización, donde la venta de un servicio asociado al uso de un producto, por lo cual se diseña para la longevidad, con características de alta calidad, durabilidad, modularidad y reparabilidad. De esta forma se busca maximizar su factor de utilización y extender su vida útil.
- **Plataformas de uso compartido:** mediante el uso de tecnologías de la información, se comparte un activo subutilizado entre múltiples usuarios. contribuyendo a una economía colaborativa y maximizando el uso de los bienes producidos.
- **Nuevos ciclos de vida:** incorporación de nuevas soluciones tal como reutilización, reparación, upcycling, remanufactura y reciclaje una vez que la vida útil de los bienes finaliza, creando nuevas oportunidades de valorización y recirculación de los materiales.



Impactos sociales de la economía circular

La Economía Circular presenta un cambio de paradigma al actual sistema económico lineal, basado en "extraer, producir, consumir y desechar" y propone la transformación del sistema económico desacoplando el crecimiento de la extracción de recursos naturales finitos y eliminando la generación de residuos desde el diseño.

La Economía Circular se considera un acelerador de la estrategia sostenible de Enel, con innovación competitividad y el cuidado del medio ambiente está rediseñando todos los procesos a lo largo de la cadena de valor desde el trabajo con los proveedores, con el programa Circular Procurement y hasta la oferta de valor hacia sus clientes con nuevas tecnologías más limpias y eficientes.

Para realizarse es fundamental pasar de un modelo basado en el consumo de recursos a uno basado en el mantenimiento del valor que contribuye a cerrar los ciclos de vida y en el que el trabajo humano juega un papel relevante. Se requieren nuevos profesionales y nuevas habilidades para impulsar la transición, lo cual se espera impactará el mercado del trabajo de manera importante.

- **Empleo:** con la creación de nuevos profesionales en todos los sectores (no solo en sectores existentes como reciclaje y alquiler) gracias a la transición a un modelo de economía circular como se muestra en la figura

- **Social:** con los beneficios que brindan las nuevas soluciones circulares en cuanto a acceso a productos y servicios a menor costo gracias a soluciones como

reutilización, reciclaje, compartir y pensar en los productos como servicio.

- **Impacto profesional:** con nuevas oportunidades relacionadas con el reciclaje profesional, el intercambio de competencias, la creación de nuevos perfiles más transversales, la recuperación de competencias más 'artesanales', entre otras.

Economía circular y descarbonización

La economía circular partió con un enfoque inicial limitado a los residuos sin una conexión al problema de la descarbonización.

Al desarrollarse la economía circular se amplió su aplicación a toda la cadena de valor desde la fases de diseño y, en consecuencia, se hizo evidente se estrecha conexión con la descarbonización. No es economía circular si los nuevos modelos de negocio aplicados contribuyen con mayores emisiones que el "business as usual".

Básicamente, las emisiones relacionadas con los combustibles están asociadas en aproximadamente un 70% con la extracción y procesamiento de materiales, la producción de bienes y las fases de eliminación.

Según estudios recientes (EmA; WRI, CE), la CE puede desempeñar un papel importante en el logro de los objetivos globales de descarbonización, contribuyendo hasta un 45%. Es evidente no solo que para alcanzar un modelo sostenible es necesario perseguir la descarbonización y la circularidad, sino que la descarbonización y la circularidad no son variables independientes: para descarbonizar no se puede actuar solo en el lado energético, sino también en el modelo económico, la circularidad se potencia por energías renovables.

También hay un elemento más a considerar: las energías renovables están teniendo, y tendrán cada vez más en los próximos años, un desarrollo muy rápido. Si esto no ocurre en una perspectiva circular, en términos de materiales utilizados, diseño, métodos de instalación, disposición, el riesgo es que los beneficios generados en términos de emisiones directas canceladas se puedan anular en gran medida.

Formación / cultura interna

Una transformación como la de la transición hacia un modelo de economía circular requiere un replanteamiento profundo también en términos de conocimiento técnico, habilidades, formas de trabajo, colaboración e integración.

En 2020 se unieron los países del grupo en Latinoamérica, quienes coorganizaron la I Edición de la Escuela de Economía Circular Enel Latam. Durante ocho semanas de aprendizaje se reunieron 100 colegas de las distintas líneas de negocio con expertos nacionales e internacionales. Se abordaron estrategias, modelos de negocio, diseño circular, creación de valor hacia los clientes, gobernanza y ciudades circulares. Además de aprender de las materias más relevantes para la economía circular, se formaron 10 equipos multidisciplinarios de trabajo para diseñar proyectos circulares para la Compañía, y aprender haciendo. Este programa se realizará anualmente para continuar promoviendo el conocimiento y la colaboración en materias de economía circular.

Otro elemento relevante fue el lanzamiento de la plataforma e-circular, una plataforma interna de la empresa que tiene como objetivo apoyar el desarrollo del comportamiento "circular" de las personas, proyectando así también a nivel personal lo que el Grupo está haciendo en los negocios. A través de la plataforma, los colaboradores de Enel podrán ofrecer bienes, buscar objetos y poner a disposición sus habilidades. Además, la plataforma representa un "punto focal" de todas las iniciativas de "cultura circular" impulsadas en Enel a través de información, noticias y contenidos multimedia sobre la economía circular.

Principales iniciativas en métricas:

Uno de los desafíos más relevantes para incorporar la Economía Circular es la cuantificación y valorización de la circularidad del negocio, por tanto, se ha desarrollado un modelo de medición denominado CirculAbility Model©, que permite generar una línea base de circularidad relativa al "Business as Usual" y cuantificar los beneficios generados por la aplicación de uno o más pilares estratégicos de Economía Circular, mediante el uso de una serie de subindicadores:

*Aplicable sólo a casos seleccionados

A continuación, se presentan proyectos y sus resultados por país

					IMPACTO	
País	**Accion**	**Pilar de Circularidad Aplicado**	**Linea de Negocio**	**KPI**	**Ambiental**	**Economico**
Argentina	Mineria de Redes	Nuevo ciclo de vida	Global	Material recuperado	317 tn	Mayor ingreso por venta
Brasil	Circularidad del aceite de los transformadores	Nuevo ciclo de vida	I&N	litros de aceite	658.488L	Ahorro --> EBITDA
Colombia	Venta de materiales y componentes de equipos retirados	Nuevo ciclo de vida	Thermal	Cobre recuperado	180 tn	Mayor EBITDA
Perú	Aumento ciclo de vida de piezas scrap	Extensión de vida útil	GPG	Residuos evitados	366 kg por año	Ahorro anual

Gestión de la Dimensión Económica

Clientes

Mejora operativa para un servicio de calidad

El desarrollo de las redes es fundamental para aumentar la resiliencia y confiabilidad del suministro eléctrico y entregar un servicio de calidad. Por eso, la Compañía ha enfocado sus inversiones en la digitalización de las redes y sus activos.

En el ámbito de la generación, Enel Américas invierte continuamente para incorporar los últimos avances en materias de innovación, digitalización, robotización, automatización, data driven y mantenimiento predictivo en las distintas tecnologías de su parque generador. Esto ha permitido un uso más eficiente de los recursos y una mejor gestión de sus activos, manteniendo un excelente desempeño.

Accionistas e Inversionistas

Creación de valor para los accionistas

Relación con inversionistas

- La empresa cuenta con una gerencia de Relación con Inversionistas que está a cargo de proporcionar información transparente, oportuna y de calidad al mercado sobre los principales temas financieros, estratégicos y operacionales de la Compañía.

- Los principales canales de comunicación con el mercado incluyen nuestro sitio web, la app de Investor Relations, conferencias telefónicas, correos electrónicos, reuniones presenciales y participación en conferencias locales e internacionales.

- Respecto a la documentación disponible para los inversionistas, ésta incluye principalmente presentaciones de resultados trimestrales, memorias anuales, informes anuales de sostenibilidad, reportes 20-F, análisis razonados y tablas financieras trimestrales, además de presentaciones corporativas.

- Adicionalmente, a partir del año 2016, la Compañía presenta anualmente su plan estratégico para los siguientes tres años, el cual muestra los principales lineamientos estratégicos y proyecciones financieras y de negocio.

Gestión 2020

- Durante el año 2020, Enel Américas participó en siete conferencias, de las cuales seis conferencias fueron internacionales, y una nacional, donde hubo instancias de reuniones con diversos inversores alrededor del mundo. Adicionalmente, la compañía realizó dos roadshows, organizados por bancos internacionales, quienes tienen como principal labor coordinar las agendas y reuniones del management de la compañía.

- De este modo, Enel Américas mantuvo alrededor de 300 reuniones durante el año 2020, considerando tanto reuniones one-on-one solicitadas por inversores, como roadshows y conferencias anteriormente mencionadas. Todas las actividades de IR se ejecutaron en formato virtual, producto de la pandemia COVID-19.

- Nuestra gerencia de Relación con Inversionistas está disponible para atender cualquier inquietud sobre la empresa, ya sea en español o en inglés, a través del correo ir.enelamericas@enel.com.

Cobertura de analistas

Enel Américas cuenta con 10 coberturas de analistas, de las cuales cinco son internacionales y cinco nacionales. Actualmente, la compañía tiene siete coberturas con rating positivo y tres coberturas con rating neutral. No hay coberturas con rating negativo.

Adicionalmente, la Compañía considera las coberturas de todos los informes provenientes de los principales corredores globales y locales, con la excepción de aquellos que no han actualizado sus estimaciones en los últimos 12 meses.

Para mayor información ingresar a la sección Inversionistas de nuestro sitio web: https://www.enelamericas.com/es/inversionistas.html

Rafael de la Haza
Gerente de Relación con Inversionistas Enel Américas

Equipo Relación con Inversionistas
Jorge Velis
Javiera Rubio
Nicolás Gracia
Francisco Basauri
Mónica de Martino
Catalina Soffia

Canales

Sitio Web
www.enelamericas.com

App Móvil
Enel Américas Investors

Descarga la app

IOS **Android**

6

Métricas

Métricas Relacionadas con Recursos Humanos

Dotación Consolidada

	Ejecutivos principales y otros gerentes	Profesionales y técnicos	Colaboradores y otros	Total 2020	Ejecutivos principales y otros gerentes	Profesionales y técnicos	Colaboradores y otros	Total 2019
Enel Américas	8	39	4	51	7	47	4	58
Enel Brasil	10	64	-	74	9	66	-	75
Cachoeira	-	93	31	124	-	76	30	106
Fortaleza	2	38	21	61	2	40	21	63
Volta Grande	-	7	6	13	-	8	6	14
Cien	1	28	9	38	1	27	5	33
Rio	8	812	177	997	9	777	181	967
Ceará	13	723	386	1.122	12	698	408	1.118
Goiás	3	1.015	105	1.123	4	1.008	107	1.119
Sao Paulo	14	2.820	3.011	5.845	15	3.090	3.362	6.467
Enel X Brasil	-	126	-	126	-	146	-	146
Costanera	1	71	323	395	2	67	331	400
Chocón	1	37	11	49	1	36	11	48
Edesur	30	1.657	1.813	3.500	26	1.679	1.834	3.539
Enel trading Argentina	-	26	-	26	3	32	-	35
Dock Sud	1	53	32	86	1	53	32	86
CTM y TESA	-	4	-	4	-	4	-	4
Enel Argentina	2	2	-	4	-	-	-	-
Gx Perú	14	292	-	306	16	270	-	286
Enel Gx Piura	-	31	-	31	-	36	-	36
Dx Perú	21	576	-	597	22	576	-	598
Enel X Perú	-	9	-	9	-	6	-	6
Emgesa	12	603	-	615	15	591	-	606
Codensa	27	1.508	-	1.535	25	1.473	2	1.500
Total	**168**	**10.634**	**5.929**	**16.731**	**170**	**10.806**	**6.334**	**17.310**

Diversidad Ejecutivos

Equipo Ejecutivo	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
Número de personas por género	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**
Femenino	-	-	9	6	13	13	12	11	8	9	42	39
Masculino	8	7	26	27	38	39	27	29	27	29	126	131
Total	**8**	**7**	**35**	**33**	**51**	**52**	**39**	**40**	**35**	**38**	**168**	**170**

Número de ejecutivos por nacionalidad	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Chilena	1	1	-	-	-	-	1	1	4	4	6	6
Brasileña	3	1	1	-	50	51	-	-	-	-	54	52
Española	2	2	3	3	-	-	2	3	2	2	9	10
Argentina	-	-	21	19	-	-	-	-	-	-	21	19
Colombiana	-	-	1	2	-	-	32	31	1	1	34	34
Costarricense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Italiana	2	3	9	9	-	-	4	5	2	2	17	19
Venezolana	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Peruana	-	-	-	-	-	-	-	-	26	28	26	28
Total	**8**	**7**	**35**	**33**	**51**	**52**	**39**	**40**	**35**	**38**	**168**	**170**

Número de ejecutivos por rango de edad	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Entre 30 y 40 años	-	-	4	3	10	8	2	2	2	3	18	16
Entre 41 y 50 años	5	5	17	16	24	23	19	22	13	15	78	81
Entre 51 y 60 años	2	1	12	10	12	15	18	16	16	14	60	56
Entre 61 y 70 años	1	1	2	4	4	5	-	-	4	6	11	16
Mayor a 70 años	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Total	**8**	**7**	**35**	**33**	**51**	**52**	**39**	**40**	**35**	**38**	**168**	**170**

Número de ejecutivos por antigüedad	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Menos de 3 años	-	-	3	2	4	6	4	5	7	10	18	23
Entre 3 y 6 años	-	-	1	1	6	8	3	4	4	2	14	15
Entre 6 y 9 años	5	5	1	1	4	1	1	-	-	1	11	8
Entre 9 y 12 años	2	1	3	18	1	3	4	1	2	2	12	25
Más de 12 años	1	1	27	11	36	34	27	30	22	23	113	99
Total	**8**	**7**	**35**	**33**	**51**	**52**	**39**	**40**	**35**	**38**	**168**	**170**

Diversidad total Organización

En la organización	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
Número de personas por género	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Femenino	15	18	526	533	1.685	1.714	705	665	276	264	3.207	3.194
Masculino	36	40	3.538	3.579	7.838	8.394	1.445	1.441	667	662	13.524	14.116
Total	**51**	**58**	**4.064**	**4.112**	**9.523**	**10.108**	**2.150**	**2.106**	**943**	**926**	**16.731**	**17.310**

Número de personas por nacionalidad en la organización	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Chilena	41	47	4	5	1	2	2	2	6	7	54	63
Brasileña	3	3	2	1	9.506	10.089	-	-	-	-	9.511	10.093
Española	4	4	4	4	-	-	3	6	3	4	14	18
Argentina	-	-	3.921	3.955	3	3	-	-	-	-	3.924	3.958
Uruguaya	-	-	9	9	-	-	-	-	-	-	9	9
Congolesa	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Alemana	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Venezolana	-	-	16	18	1	1	1	1	-	-	18	20
Colombiana	-	-	5	8	3	4	2.131	2.083	2	2	2.141	2.097
Estadounidense	-	-	4	4	-	-	-	-	1	1	5	5
Boliviana	-	-	49	50	1	1	-	-	-	-	50	51
Paraguaya	-	-	19	19	1	1	-	-	-	-	20	20
Lituana	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	2	2
Afgana	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Sudafricana	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	2	2
Rusa	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Canadiense	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Italiana	2	2	17	26	-	-	9	10	4	5	32	43
Rumana	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	1	2
Frances	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Cubana	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1
Panameña	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1
Costarricense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Salvadoreña	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Peruana	1	1	8	8	1	1	2	2	927	906	939	918
Total general	**51**	**58**	**4.064**	**4.112**	**9.523**	**10.108**	**2.150**	**2.106**	**943**	**926**	**16.731**	**17.310**

Número de personas por rango de edad	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Menores de 30 años	10	16	357	357	1.321	1.744	222	237	102	92	2.012	2.446
Entre 30 y 40 años	11	17	1.203	1.330	4.143	4.420	851	840	208	184	6.416	6.791
Entre 41 y 50 años	17	12	1.262	1.291	2.898	2.770	669	638	283	294	5.129	5.005
Entre 51 y 60 años	10	11	1.105	1.023	1.024	1.054	371	345	244	249	2.754	2.682
Entre 61 y 70 años	3	2	137	111	135	119	37	45	106	107	418	384
Mayor a 70 años	-	-	-	-	2	1	-	1	-	-	2	2
Total	**51**	**58**	**4.064**	**4.112**	**9.523**	**10.108**	**2.150**	**2.106**	**943**	**926**	**16.731**	**17.310**

Número de personas por antigüedad	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Menos de 3 años	16	21	178	315	1.319	1.932	453	485	166	155	2.132	2.908
Entre 3 y 6 años	6	10	741	1.039	2.182	2.259	479	490	85	64	3.493	3.862
Entre 6 y 9 años	3	7	996	870	1.535	1.531	236	210	77	80	2.847	2.698
Entre 9 y 12 años	6	1	590	858	1.278	1.151	208	171	34	31	2.116	2.212
Más de 12 años	20	19	1.559	1.030	3.209	3.235	774	750	581	596	6.143	5.630
Total	**51**	**58**	**4.064**	**4.112**	**9.523**	**10.108**	**2.150**	**2.106**	**943**	**926**	**16.731**	**17.310**

Inclusión de personas con capacidad diferente

	Colaboradores con discapacidad	
País	**2020**	**2019**
Argentina	87	92
Brasil	278	281
Chile	-	`-
Colombia	3	3
Perú	5	5
Total	**373**	**381**

Flexibilidad laboral y Smartworking

	Colaboradores que hicieron uso de flexibilidad laboral	
País	**2020**	**2019**
Argentina	1.584	222
Brasil	4.153	370
Chile	51	11
Colombia	1.411	505
Perú	815	166
Total	**8.014**	**1.274**

Formación laboral

	2020						2019					
	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Total	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Total
Horas de capacitación	54.600	439.715	2.595	114.795	47.729	659.434	102.760	399.620	1.351	167.472	39.934	711.137
N° de trabajadores Total capacitados	3.455	9.775	57	2.138	942	16.367	3.238	9.732	53	2.113	906	16.042
% mujeres	15%	15%	30%	36%	29%	19%	14%	17%	36%	31%	29%	19%
% hombres	85%	85%	70%	64%	71%	81%	86%	83%	64%	69%	71%	81%

Brecha salarial

Brecha salarial mujeres	2020	2019
Chile		
Mandos intermedios - Nivel 1	88%	72%
Mandos intermedios - Nivel 2	108%	128%
Mandos intermedios - Nivel 3	64%	67%
Profesionales - Nivel 1	76%	91%
Profesionales - Nivel 2	154%	97%
Administrativos	-	143%
Media	63%	91%

Brecha salarial mujeres	2020	2019
Argentina		
Directivos	84%	89%
Mandos intermedios - Nivel 2	84%	84%
Mandos intermedios - Nivel 3	92%	85%
Profesionales - Nivel 1	99%	99%
Profesionales - Nivel 2	82%	85%
Administrativos	107%	105%
Media	91%	91%

Brecha salarial mujeres	2020	2019
Brasil		
Directivos	95%	90%
Mandos intermedios - Nivel 1	97%	104%
Mandos intermedios - Nivel 2	102%	108%
Mandos intermedios - Nivel 3	104%	104%
Profesionales - Nivel 1	97%	98%
Profesionales - Nivel 2	104%	95%
Administrativos	115%	113%
Media	102%	102%

Brecha salarial mujeres	2020	2019
Colombia		
Directivos	107%	101%
Mandos intermedios - Nivel 1	94%	94%
Mandos intermedios - Nivel 2	96%	96%
Mandos intermedios - Nivel 3	97%	95%
Profesionales - Nivel 1	98%	99%
Profesionales - Nivel 2	99%	98%
Administrativos	100%	101%
Media	100%	98%

Brecha salarial mujeres	2020	2019
Perú		
Directivos	117%	127%
Mandos intermedios - Nivel 1	104%	109%
Mandos intermedios - Nivel 2	93%	90%
Mandos intermedios - Nivel 3	94%	84%
Profesionales - Nivel 1	102%	115%
Profesionales - Nivel 2	93%	94%
Administrativos	87%	87%
Media	89%	91%

Métricas Relacionadas con el Medio Ambiente

Detalle	Unidad	2020	2019
Producción	GWh	40.455	41.760
Emisiones de GEI [1]			
CO_2 Th [2]	Ton	6.895.903	6.963.813
SO_2 [3]	Ton	5.828	5.901
Nox [4]	Ton	10.551	9.576
Dust [5]	Ton	314	331
Intensidad de Emisiones			
CO_2 Th	g/KWh eq	170	167
Nox	g/KWh eq	0,261	0,229
SO_2	g/KWh eq	0,144	0,141
Dust	g/KWh eq	0,008	0,008
Consumo para Generación Térmica			
Carbón	ktep	200	173
Gas natural	Ktep	2.476	2.706
Gasoil	Ktep	4	37
Fuel Oil	Ktep	97	37
Total	**Ktep**	**2.777**	**2.952**
Consumo de agua en áreas de estrés hídrico			
Generación en zonas de escasez hídrica	%	1%	3%
Intensidad de retiros de agua en actividades de generación	l/KWheq	0,13	0,16

(1) Gases de Efecto Invernadero.
(2) Dióxido de Carbono.
(3) Dióxido de Azufre.
(4) Óxidos de Nitrógeno.
(5) Material particulado (polvo).

7

Otra Información Corporativa Regulatoria

Información Corporativa

Documentos Constitutivos

Inicialmente la Sociedad que dio origen a Enel Américas S.A. se constituyó bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en la escritura pública del 19 de junio de 1981 otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por la escritura pública del 13 de julio del mismo año extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por Resolución N°409-S del 17 de julio de 1981 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos se inscribió en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099 N°7.269, correspondiente al año 1981 y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enel Américas S.A. han sido objeto de diversas modificaciones.

El 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse "Enersis S.A."

En abril de 2015 Enersis S.A. inició un proceso de reorganización societaria. Como parte de este, el 18 de diciembre de 2015 se realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas donde los accionistas de Enersis S.A. aprobaron la primera etapa de la reorganización denominada "La División". Como consecuencia de la misma, se aprobó la división de la Compañía y se creó "Enersis Chile S.A." como vehículo único de control de los activos de generación y distribución que tiene el grupo en Chile. Enersis S.A pasó a denominarse "Enersis Américas S.A." que controlaría los negocios en los otros países de la región (Argentina, Perú, Brasil y Colombia). La División consta en escritura pública del 8 de enero de 2016 otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 4013 N°2441, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 22 de enero de 2016. Su rectificación fue inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 10.743 N°6.073, correspondiente al año 2016 y publicada en el Diario Oficial del 10 de febrero de 2016.

El 28 de septiembre de 2016 se realizaron las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas S.A. y de sus subsidiarias Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. En las tres juntas se aprobó, entre otras materias, la segunda etapa del plan de reorganización societaria denominada "La Fusión". Como consecuencia de esta, Enersis Américas S.A., como sociedad absorbente, adquirió todos los activos y pasivos de las subsidiarias Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A. y la sucedió en todos sus derechos y obligaciones. Se incorporaron a Enersis Américas S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A.

Además, se acordó que una vez concretada la Fusión el 1 de diciembre de 2016, Enersis Américas S.A. pasaría a llamarse "Enel Américas S.A." Dicha junta fue reducida a escritura pública el 18 de octubre de 2016. Esta fue otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 29 de octubre de 2016.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2017, se cambió la moneda funcional de la sociedad de pesos a dólares de los Estados Unidos de América, modificándose al efecto el artículo cinco permanente y el artículo primero transitorio de sus estatutos sociales.

Finalmente, con fecha 18 de diciembre de 2020 los accionistas de la Sociedad aprobaron la fusión por incorporación de EGP Américas SpA en Enel Américas y el consiguiente aumento de capital. En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power SpA desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). La referida operación se materializó con fecha 1 de abril de 2021.

Objeto Social

El objeto social de la Sociedad consta en el texto refundido que se aprobó en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 28 de septiembre de 2016, formalizada por escritura pública de 18 de octubre de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 29 de octubre de 2016.

La Sociedad tendrá como objeto realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet. En el cumplimiento de su objeto principal la sociedad desarrollará las siguientes funciones:

a) Promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la sociedad.

b) Proponer a sus empresas subsidiarias las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.

c) Supervisar la gestión de sus empresas subsidiarias.

d) Prestar a sus empresas relacionadas, las subsidiarias y asociadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas relacionadas, subsidiarias y asociadas servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la sociedad podrá invertir en:

La adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades subsidiarias o asociadas.

Toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades subsidiarias o asociadas.

Propiedades e Instalaciones

Las principales instalaciones en las que las subsidiarias de Enel Américas desarrollan sus principales actividades de negocios se detallan en el capítulo 4 dentro del apartado Negocios de Enel Américas por país.

Marcas y Seguros

La Sociedad tiene registrada la marca "Enersis Américas" en servicios, productos, establecimiento comercial e industrial. Mediante comunicación dirigida al Directorio de Enel Américas S.A. de julio de 2016, Enel SpA autorizó el uso gratuito de la marca Enel por parte de Enel Américas S.A., pudiendo incluir la misma en su razón social, en su logo u otras formas de uso de la referida denominación. La marca Enel Américas se encuentra debidamente registrada.

Información de la Acción

Transacciones Bursátiles

Transacciones bursátiles

A continuación, se detallan las transacciones trimestrales de los últimos tres años, realizadas en las bolsas donde se transan las acciones de Enel Américas. En Chile eso ocurre a través de la Bolsa de Comercio de Santiago y de la Bolsa Electrónica de Chile, mientras que en Estados Unidos es en la New York Stock Exchange (NYSE).

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2020, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 33.382 millones de acciones, lo que equivale a Ch$4.168.569 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de Ch$$116,01.

Períodos	Unidades	Montos (Ch$)	Precio promedio
1er trimestre 2018	2.771.570.034	383.425.705.091	138,45
2do trimestre 2018	3.290.495.998	427.006.940.711	130,51
3er trimestre 2018	3.404.682.608	364.271.802.874	107,1
4to trimestre 2018	4.862.216.660	541.717.097.465	111,99
Total 2018	**14.328.965.300**	**1.716.421.546.141**	**122,01**
1er trimestre 2019	4.825.385.785	612.155.765.545	126,65
2do trimestre 2019	5.267.937.965	605.331.164.210	114,48
3er trimestre 2019	6.199.801.001	741.799.163.682	119,68
4to trimestre 2019	7.005.472.367	1.035.076.977.567	149,3
Total 2019	**23.298.597.118**	**2.994.363.071.004**	**127,53**
1er trimestre 2020	6.483.030.618	903.507.075.433	144,31
2do trimestre 2020	14.268.399.863	1.833.377.784.158	128,05
3er trimestre 2020	7.265.357.511	834.916.385.115	115,39
4to trimestre 2020	5.365.328.887	596.767.343.968	111,27
Total 2020	**33.382.116.879**	**4.168.568.588.674**	**124,75**

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron, durante 2020, 2.418 millones de acciones, lo que equivale a Ch$301.340 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de Ch$116,50.

Períodos	Unidades	Montos (Ch$)	Precio Promedio
1er trimestre 2018	265.640.945	37.149.674.644	139,09
2do trimestre 2018	315.617.793	40.051.124.833	130,94
3er trimestre 2018	206.898.749	21.982.108.385	106,26
4to trimestre 2018	134.618.362	14.791.542.973	110,56
Total 2018	**922.775.849**	**113.974.450.835**	**121,71**
1er trimestre 2019	96.739.255	12.233.577.575	128,50
2do trimestre 2019	112.668.680	13.216.085.533	114,92
3er trimestre 2019	321.016.940	37.641.372.132	119,55
4to trimestre 2019	187.247.739	27.761.301.991	149,58
Total 2019	**717.672.614**	**90.852.337.231**	**128,14**
1er trimestre 2020	144.597.209	20.075.715.893	141.98
2do trimestre 2020	1.237.699.863	162.895.157.521	126.84
3er trimestre 2020	673.706.089	78.587.318.409	114,18
4to trimestre 2020	361.507.323	39.782.570.462	111,31
Total 2020	**2.417.510.484**	**301.340.762.285**	**123.58**

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enel Américas comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. En ese entonces el nombre de la Compañía era Enersis y el nemotécnico era ENI. Un American Depositary Share (ADS) de Enel Américas representa 50 acciones y el actual nemotécnico es ENIA. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país. Durante 2020 en Estados Unidos se transaron 407 millones de ADS, lo que equivale a US$3.158 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US$8,22.

Períodos	Unidades	Montos (US$)	Precio Promedio
1er trimestre 2018	47.259.808	540.952.152	11,44
2do trimestre 2018	65.764.152	687.363.196	10,50
3er trimestre 2018	61.238.283	488.063.068	8,08
4to trimestre 2018	97.296.394	799.163.804	8,12
Total 2018	**271.558.637**	**2.515.542.219**	**9,53**
1er trimestre 2019	93.356.577	888.587.040	9,67
2do trimestre 2019	50.723.996	428.879.782	8,42
3er trimestre 2019	84.411.906	716.122.405	8,43
4to trimestre 2019	94.253.155	928.306.385	9,92
Total 2019	**322.745.634**	**2.961.895.611**	**9,11**
1er trimestre 2020	105.532.984	906.951.037	9,03
2do trimestre 2020	130.171.049	1.003.015.883	7,75
3er trimestre 2020	104.948.137	763.353.164	7,30
4to trimestre 2020	66.780.890	484.871.129	7.30
Total 2020	**407.433.060**	**3.158.191.213**	**7.84**

Información de Mercado

Durante 2020 el mercado accionario chileno continuó con su tendencia a la baja al igual que en 2019, cerrando el S&P/CLX IPSA con una caída de 10,5%. Este rendimiento se explica principalmente por la crisis sanitaria COVID-19, que afectó a gran parte de los mercados globales y locales. No obstante, el Dow Jones Industrial de EEUU tuvo un rendimiento positivo de 7,2%, aunque el FTSE 100 de Londres bajó un 14,3%.

Asimismo, en relación a las bolsas de los países en que Enel Américas tiene operaciones, las rentabilidades estuvieron variadas: Argentina (Merval; +22,9%), Brasil (Bovespa; +2,9%), Colombia (Colcap; -13,5%) y Perú (SPBLPGPT; +1,4%). A pesar del impacto de la crisis sanitaria, se puede apreciar que solo Colombia, presentó una variación negativa respecto al resto de países donde la Compañía está presente.

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enel Américas durante los últimos dos años respecto al Índice Precios Selectivos de Acciones (S&P/CLX IPSA) en el mercado local:

Variación	2020	2019
Enel Américas	-30,5%	36,3%
S&P/CLX IPSA	-10,5%	-8,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Comportamiento de los ADS de Enel Américas listados en NYSE (ENIA) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2020	2019
ENIA	-25,1%	23,1%
Dow Jones Industrial	7,2%	22,3%
Dow Jones Utilities	-1,7%	23,3%

Dividendos

Política de dividendo

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283. Numeral 5), se consignan a continuación las políticas de dividendos de la Sociedad correspondientes a los ejercicios 2021 y 2020.

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión del 25 de febrero de 2021 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente Procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2021.

Política de Dividendos Ejercicio 2021

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2021, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2021, según muestren los estados financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2022.

Además, el Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2022, distribuir como dividendo definitivo, un monto que, junto al dividendo provisorio antes mencionado, sea equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2021. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2022. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades obtenidas por la compañía, procurando mantener el equilibrio financiero de la compañía.

Procedimiento para el Pago de Dividendos de Enel Américas S.A.

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enel Américas S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista;
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista;
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas de Enel Américas S.A. y
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enel Américas S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país. Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de modificarla y registre una nueva opción. A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N°4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., aquellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas. En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Américas S.A. y/o DCV Registros S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N°4 antes señalado. Por otra parte, la Sociedad ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enel Américas S.A.

Política de dividendos ejercicio 2020

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión del 26 de febrero de 2020, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente Procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2020.

Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2020, según muestren los estados financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2021.

Además, el Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2021, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2020. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2021. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades obtenidas por la Compañía, procurando mantener su equilibrio financiero.

Procedimiento para el pago de dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enel Américas S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista;
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista;
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas de Enel Américas S.A. y
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enel Américas S.A., o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país. Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de modificarla y registre una nueva opción. A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., aquéllos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas. En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Américas S.A. y/o DCV Registros S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N°4 antes señalado. Por otra parte, la Sociedad ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enel Américas S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, y considerando el actual escenario, las modalidades de pago presenciales como retiro en oficina, cheque retenido, sin modalidad de pago y cheque por correo certificado se cambiarán por vale vista que podrá ser retirado en cualquier sucursal del banco informado por DCV Registros a lo largo de Chile. Para los accionistas que han informado como modalidad de pago el depósito en cuenta corriente o de ahorro, cuenta vista o cuenta RUT, estas se mantienen sin modificación.

Dividendos pagados

Utilidad Distribuible del ejercicio 2020:

La utilidad distribuible del ejercicio 2020, se indica a continuación:

	US$ miles
Utilidad del Ejercicio *	825.197
Utilidad Distribuible	412.599

* Atribuible a la sociedad dominante.

Dividendos distribuidos

El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre del registro	Fecha de pago	Pesos/Dólares por acción (1)	Imputado al ejercicio
86	Provisorio	19/01/2013	25/01/2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04/05/2013	10/05/2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25/01/2014	31/01/2014	1,42964	2013
89	Definitivo	10/05/2014	16/05/2014	5,27719	2013
90	Provisorio	24/01/2015	30/01/2015	0,83148	2014
91	Definitivo	18/05/2015	25/05/2015	5,38285	2014
92	Provisorio	23/01/2016	29/01/2016	1,23875	2015
93	Definitivo	17/05/2016	24/05/2016	3,40599	2015
94	Provisorio	21/01/2017	27/01/2017	0,94664	2016
95	Definitivo	20/05/2017	26/05/2017	2,38705	2016
96 (1)	Provisorio	20/01/2018	26/01/2018	0,001	2017
97	Definitivo	18/05/2018	25/05/2018	0,00517	2017
98	Provisorio	19/01/2019	25/01/2019	0,00134	2018
99	Definitivo	11/05/2019	17/05/2019	0,00703	2018
100	Provisorio	18/01/2020	24/01/2020	0,00162	2019
101	Definitivo	23/05/2020	29/05/2020	0,00899	2019
102	Provisorio	23/01/2021	29/01/2021	0,00096	2020

(1) En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, se aprobó el cambio de moneda funcional de la Sociedad de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. Por lo que desde el ejercicio 2017 en adelante, los dividendos se expresan en dólares por acción.

enel

Participaciones Directas e Indirectas de Enel Américas

Argentina	Negocio	Propiedad
Central Dock Sud S.A.	Gx	41,25%
Enel Generación Costanera S.A.	Gx	75,62%
Enel Generación El Chocón S.A.	Gx	65,69%
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Tx	100,00%
Transportadora de Energía S.A.	Tx	100,00%
Sacme S.A.	Tx	36,04%
Yacylec S.A.	Tx	33,33%
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Dx	72,09%
Enel Argentina S.A.	Ox	99,92%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Ox	99,96%
Hidroinvest S.A.	Ox	96,65%
Distrilec Inversora S.A.	Ox	51,50%
Inversora Dock Sud S.A.	Ox	57,14%
Central Vuelta Obligado S.A.	Gx	25,43%
Termoeléctrica Manuel Belgrano (*)	Gx	5,72%
Termoeléctrica José de San Martín (*)	Gx	5,12%

Brasil	Negocio	Propiedad
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Gx	99,75%
Enel Generación Fortaleza S.A.	Gx	100,00%
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Gx	100,00%
Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Gx	100,00%
Enel Cien S.A.	Tx	100,00%
Enel Distribución Rio S.A.	Dx	99,73%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Dx	100,00%
Enel Distribución Goiás S.A.	Dx	99,96%
Enel Distribución Ceará S.A.	Dx	74,05%
Enel Brasil S.A.	Ox	100,00%
Enel X Brasil S.A.	Ox	100,00%
Enel Tecnología de Redes S.A.	Ox	100,00%
Enel Trading Brasil S.A.	Ox	100,00%
Luz de Angra Energía S.A.	Ox	50,99%
Enel Uruguay S.A.	Ox	100,00%

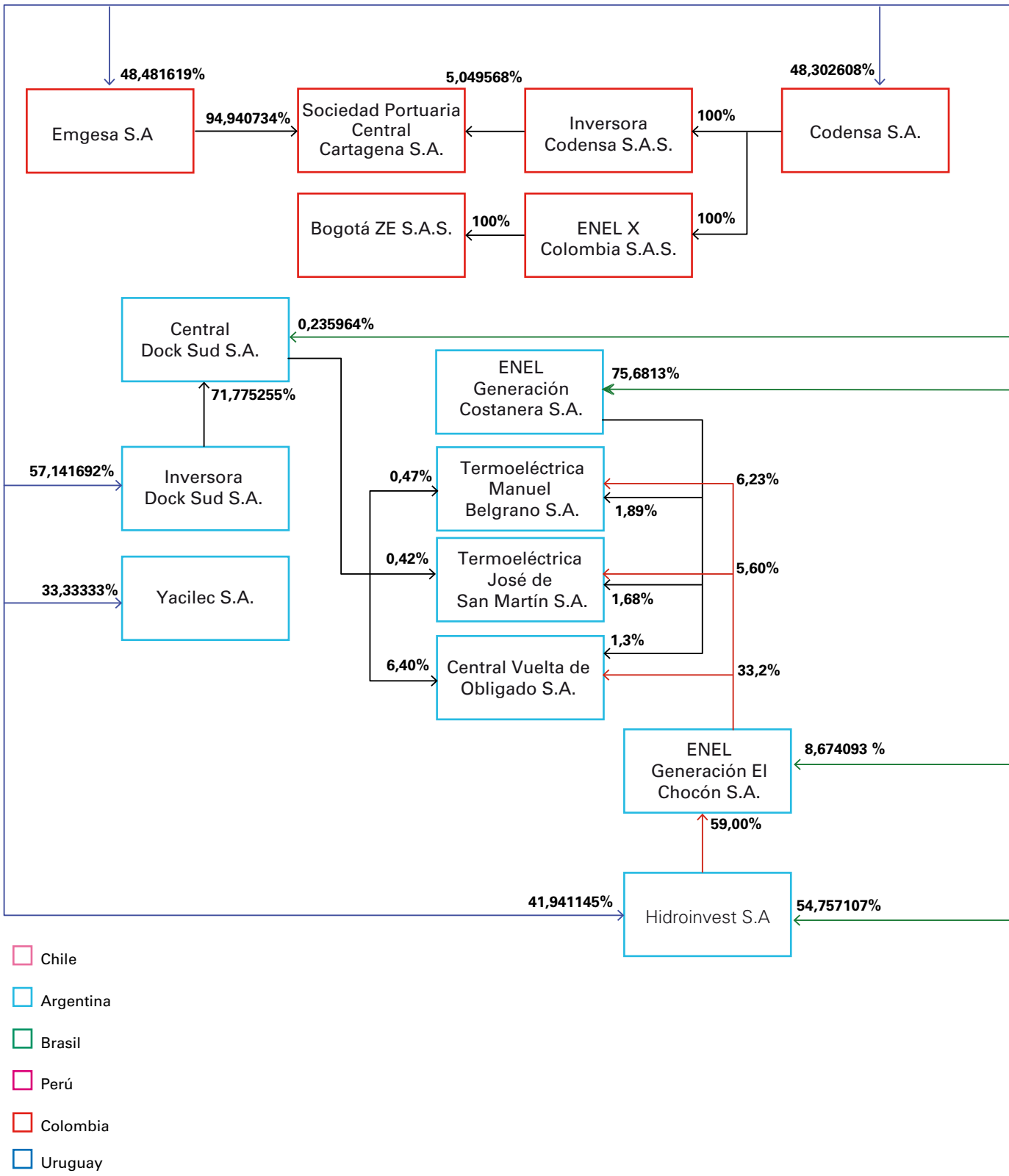
Colombia	Negocio	Propiedad
Emgesa S.A. E.S.P.	Gx	48,48%
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Dx	48,30%
Enel X Colombia S.A.S	Ox	48,30%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Ox	48,47%
Inversora Codensa S.A.S	Ox	48,30%
Bogotá Ze S.A.S.	Ox	48,30%

Perú	Negocio	Propiedad
Enel Generación Perú S.A.	Gx	83,60%
Enel Generación Piura S.A.	Gx	96,50%
Enel Distribución Perú S.A.	Dx	83,15%
Enel Perú S.A.C.	Ox	100,00%
Chinango S.A.C.	Ox	66,88%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Ox	100,00%
Enel X Perú S.A.C.	Ox	100,00%

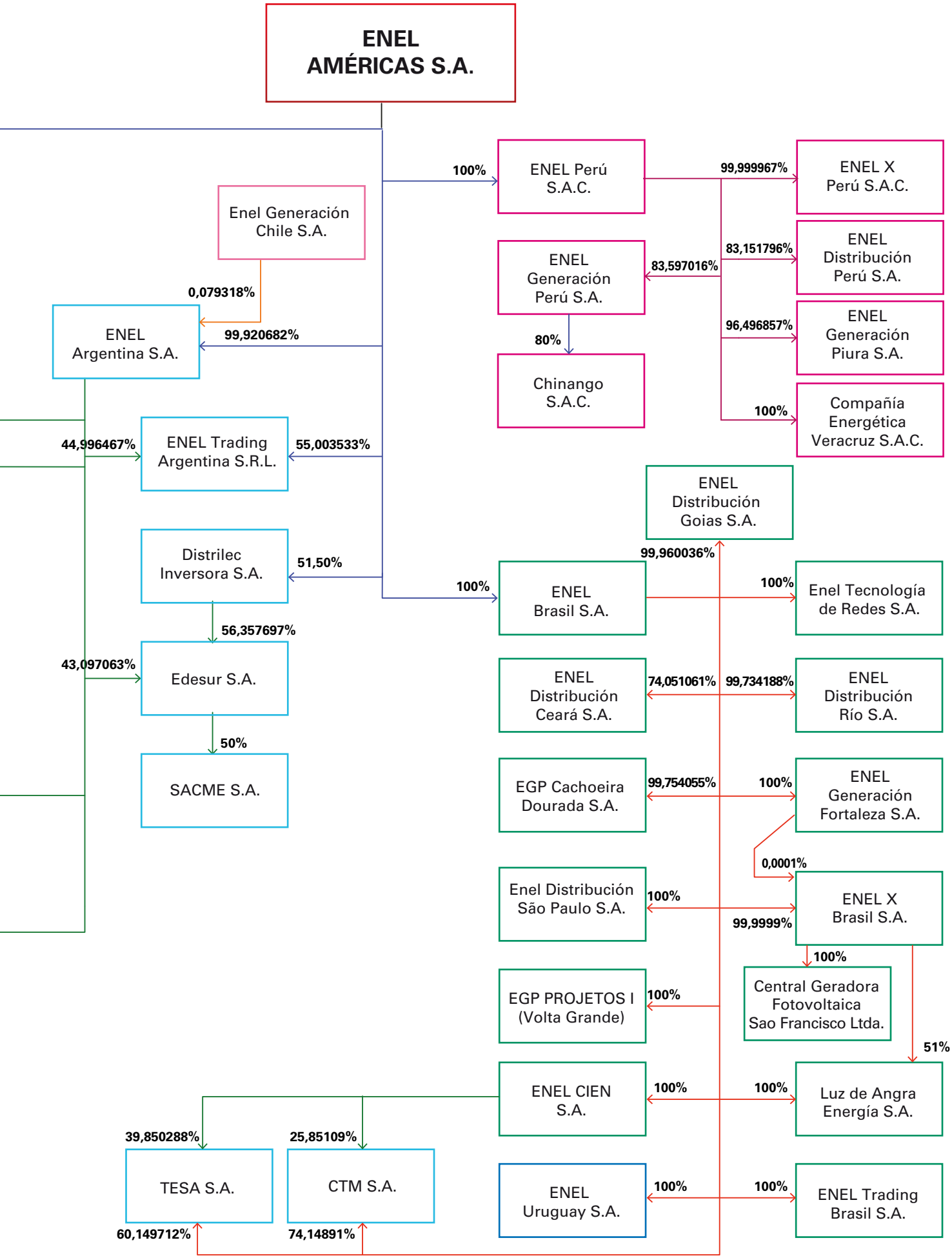
Gx: Generación
Dx: Distribución
Tx: Transmisión
Ox: Gasoductos, comercialización, otros

(*) Las sociedades Termoeléctrica Belgrano y Termoeléctrica Jose de San Martín se incorporan aun cuando durante el año 2020 se perdió la capacidad de ejercer influencia significativa sobre ellas, motivo por el cual dentro de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 ya no se presentan como inversiones en asociadas.

Perímetro de Participaciones Societarias de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020



(*) Las Sociedades Central Térmica Belgrano y Central Térmica San Martín se incorporan aun cuando durante el año 2020 perdió la capacidad de ejercer influencia significativa sobre ellas, motivo por el cual dentro de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 ya no se presentan como inversiones en asociadas.


ENEL AMÉRICAS S.A.
100%
ENEL Perú S.A.C.
99,999967%
ENEL X Perú S.A.C.
Enel Generación Chile S.A.
83,151796%
ENEL Distribución Perú S.A.
ENEL Generación Perú S.A.
83,597016%
0,079318%
96,496857%
ENEL Generación Piura S.A.
ENEL Argentina S.A.
99,920682%
80%
Chinango S.A.C.
100%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.
44,996467%
ENEL Trading Argentina S.R.L.
55,003533%
ENEL Distribución Goias S.A.
Distrilec Inversora S.A.
51,50%
99,960036%
100%
ENEL Brasil S.A.
100%
Enel Tecnología de Redes S.A.
56,357697%
43,097063%
Edesur S.A.
ENEL Distribución Ceará S.A.
74,051061%
99,734188%
ENEL Distribución Río S.A.
50%
SACME S.A.
EGP Cachoeira Dourada S.A.
99,754055%
100%
ENEL Generación Fortaleza S.A.
0,0001%
Enel Distribución São Paulo S.A.
100%
ENEL X Brasil S.A.
99,9999%
100%
Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.
EGP PROJETOS I (Volta Grande)
100%
51%
ENEL CIEN S.A.
100%
100%
Luz de Angra Energía S.A.
39,850288%
25,85109%
TESA S.A.
CTM S.A.
ENEL Uruguay S.A.
100%
100%
ENEL Trading Brasil S.A.
60,149712%
74,14891%

Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas

Argentina

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón social
Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636
Dock Sud Avellaneda, Argentina

Teléfono
4229-1000

Número de identificación
Cuit 30-65599219-3

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
14.645,51

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque. Podrá realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con el objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, estos Estatutos, el Pliego del Concurso Público Internacional para la Venta de las Acciones de Central Dock Sud S.A., así como toda norma que le sea expresamente aplicable.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Héctor Martín Mandarano
Jorge Esteban Ravlich
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Mónica Diskin
Ricardo Hernán Castañeda
Marcelo Adrián Sobico
Rodolfo Eduardo Berisso
Rodolfo Heriberto Freyre

Directores suplentes
Patricio Javier Cipollone
Sebastián Torres
Nicola Melchiotti
Michele Siciliano
Claudio César Weyne da Cunha
Gabriel Eduardo Abalos
Alejandro Aníbal Avayu
Juan Manuel Alfonsín
Favio Alejandro Jeambeaut

Principales ejecutivos
Juan José Marcet
Gerente General
Verónica Susana Balletto
Gerente Finanzas
Natalia Nicali
Gerente de Recursos Humanos y Servicios Generales
Leonardo Limoli
Gerente Comercial
Graciela Babini
Gerente Planificación y Control
Sebastián Ortiz
Gerente de Compras y Almacenes

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,52%

ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.

Razón social
Enel Generación Costanera S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Número de identificación
Cuit 30-65225424-8

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
8.349,89

Objeto social
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Claudio César Weyne Da Cunha
Vicepresidente
Daniel Garrido
Mónica Diskin
María Victoria Ramírez
Jorge Piña
Matías María Brea
Juan Pedro Chávez

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Fernando Carlos
Luis Boggini
Michele Siciliano

Jorge Alberto Lemos
Rodrigo Quesada
Mariano Pessagno
Leonel Sánchez
Paola Lorena Rolotti (hasta junio 2020)

Principales ejecutivos
Pablo Gutiérrez Cerezales
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,27%

ENEL GENERACIÓN EL CHOCÓN S.A

Razón social
Enel Generación El Chocón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Número de identificación
Cuit 30-66346104-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
3.551,55

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Claudio César Weyne Da Cunha
VicepresidenteMónica Diskin
María Victoria Ramírez
Daniel Garrido
María Cecilia Manso
Néstor Hugo Martín
Alberto Eduardo Mousist

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Fernando Carlos
Luis Boggini
Rodrigo Quesada
Jorge Lemos
Michele Siciliano
Sebastián Eduardo Guasco
Óscar Horacio Carvalho

Principales ejecutivos

Daniel Garrido
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,80%

CTM Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Razón social
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima constituida en la ciudad de
Buenos Aires, República de Argentina

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Número de identificación
Cuit 30-70044083-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
1.189,46

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
PresidenteClaudio César Weyne da Cunha
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
María Victoria Ramírez
Jorge Lemos

Principales ejecutivos

Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
0,02%

TESA- TRANSPORTADORA DE ENERGÍA S.A.

Razón social
Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11
Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(5411) 4394 1161

Número de identificación
Cuit 30-70752931-4

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
1,19

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Claudio César Weyne da Cunha
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
María Victoria Ramírez
Jorge Lemos

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.05%

SACME S.A.

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda. España 3251
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107

Número de identificación
Cuit 30-65942051-8

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
0,14

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Representar a las Sociedades distribuidoras Edenor S.A. y Edesur S.A. en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Emilio Jiménez Criado
Presidente
Daniel Flaks
Vicepresidente
Gianluca Palumbo
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Fabio Canosa
Vincenzo Ruotolo
Miguel Patricio Farrell
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos
Francisco Cerar
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11°;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4587 4322/4585

Número de identificación
Cuit 30-65840539-6

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
237,89

Objeto social
Construcción, operación y mantenimiento de la primera vinculación eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Yacyretá y la Estación Transformadora de Resistencia y prestación del servicio de transporte de electricidad, incluyendo la explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares
Guillermo Osvaldo Díaz
Presidente
Gianfranco Catrini
Vicepresidente
Marcelo Daniel Meritano
Juan M. Pereyra
Juan Carlos Blanco
Claudio César Weyne Da Cunha
Raffaele Sardella
Luis Juan Bautista Piatti
Claudio César Costantino
Mónica Diskin
Oscar Arturo Quihillalt
Andrés Edgardo Blanco

Directores suplentes
Mateo Nazzari
Matteo Milanesi
Carlos Fernando Bergoglio
Juan José Arena
Nicola Melchiotti
María Victoria Ramírez
Debora Paula Ureta
Dzeno Schio
Sergio Alejandro Vestfrid
Jorge Alberto Lemos
Robert Ortega
Alberto Esteban Verra

Ejecutivos principales
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

EDESUR Empresa Distribuidora Sur S.A.

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076)
Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Número de identificación
Cuit 30-65511651-2

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
10.688,33

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Claudio César Weyne Da Cunha
Vicepresidente
María Alejandra Martínez
Rubén López
Viíctor José Díaz Bobillo
Mónica Diskin
Giovanni Zanchetta
Jaime Barba
Alejandro Martínez

Directores suplentes
Jorge Alberto Lemos
María Victoria Ramírez
Nicola Melchiotti
Andrés Leonardo Vittone
Gonzalo Peres Moore
Hernán Alberto Rey
Leonel Sánchez
Gabriel Grande
Mauricio Barreto

Principales ejecutivos
Gianluca Palumbo Fanizzi
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
6,59%

ENEL ARGENTINA S.A.

Razón social
Enel Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Av. España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Número de identificación
Cuit 30-65012611-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
27.330,43

Objeto social
Realizar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Presidente
Nicola Melchiotti
Vicepresidente
Aurelio R. Bustilho de Oliveira
Director titular
Juan Carlos Blanco

Directores suplentes
Mónica Diskin
Claudio César Weyne Da Cunha
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0,98%

ETA- Enel Trading Argentina S.R.L.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
San José 140, piso 6, CABA
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4124-1600

Número de identificación
Cuit 30-69160705-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
166,67

Objeto social
La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías.
Transacciones de compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados con la actividad antes mencionada.
Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados con la actividad antes mencionada.
La Sociedad podrá realizar, a tales efectos, todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con las actividades que comprenden su objeto social.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica, gas y derivados. Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.

Directores titulares
Nicola Melchiotti
Claudio César Weyna Da Cunha
Directores suplentes
Mónica Diskin
Fernando Carlos Luis Boggini

Principales ejecutivos
Sergio Campos
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,03%

HIDROINVEST S.A.

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Número de identificación
Cuit 30-66325758-3

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
657,92

Objeto social
Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. ("las sociedades concesionarias") creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Nicola Melchiotti
Presidente
Claudio César Weyne Da Cunha
Vicepresidente
Juan Carlos Blanco

Directores suplentes
Mónica Diskin
Fernando Carlos Luis Boggini
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0,88%

DISTRILEC INVERSORA S.A.

Razón social
Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
San José 140
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Número de identificación
Cuit 30-65572599-3

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
5.918,91

Objeto social
Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla:
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Nicola Melchiotti
Presidente
Guillermo Pablo Reca
Vicepresidente
Gabriel Grande
Mónica Diskin
Leonel Sánchez
Claudio César Weyne Da Cunha
Andrés L. Vittone
Gonzalo Peres Moore
Víctor J. Díaz Bobillo
Marcelo Suva

Directores suplentes
María Alejandra Martínez
M. Victoria Ramírez
Hernán Alberto Rey
María Florencia De Donatis
Fernando Carlos Luis Boggini
Juan Manuel Pazos
Rubén Vázquez
Rubén López
Patricio Jorge Richards
Leonardo Marinaro

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0,03%

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social
Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636 Dock Sud Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Número de identificación
Cuit 30-68899996-7

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
9.859,96

Objeto social
La Sociedad tiene por objeto participar en empresas de cualquier naturaleza mediante la creación de sociedades por acciones, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios y cualquier otra forma de asociación y en general la compra, venta y negociación de títulos, acciones y toda otra clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Daniel Garrido
Vicepresidente
Mónica Diskin
Héctor Martín Mandarano
Jorge Esteban Ravlich
Ricardo Castañeda

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Michele Siciliano
Claudio Ceésar Weyne Da Cunha
Patricio Javier Cipollone
Alejandro Aníbal Abayu
Sebastián Torres

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0,05%

CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO S.A.

Razón social
Central Vuelta de Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Av. Thomas Edison 2701
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 5533 0200

Número de identificación
Cuit 30-71190058-2

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
5,95

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos. Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscripto el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares
Leonardo Pablo Katz
Presidente
Adrián Gustavo Salvatore
Vicepresidente
Daniel Garrido
Mónica Diskin

Directores suplentes
Leonardo Marinaro
Ignacio Villamil
Michele Siciliano
Juan Carlos Blanco

Principales ejecutivos
Leonardo Pablo Katz
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A.

Razón social:
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima

Dirección:
Azopardo 1487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono:
011 3221-7950

Número de identificación
Cuit 30-70950490-4

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
5,95

Objeto social.
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N°1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N°1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores titulares
Daniel Garrido
Presidente
Mónica Diskin
Vicepresidente
Julián Mc Loughlin
Guillermo Giraudo
Adrián Gustavo Salvatore
Gabriel Ures
Gerardo Carlos Paz
Rubén Turienzo
José Manuel Tierno

Directores suplentes
Michele Siciliano
Juan Carlos Blanco
Diego Gabriel Baldassarre
Juan Castellanos Mon
Leonardo Marinaro
Leonardo Katz
Luis Agustín León Longombardo
Rodrigo Leonardo García
Sergio Raúl Sánchez

Principales ejecutivos
Francisco Monteleone
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A.

Razón social:
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección:
Maipú 757, Piso 9° Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono:
(54 11) 4117-1011/1041

Número de identificación
Cuit 30-70950877-2

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
5,95

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N°1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N°1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores titulares
Jorge Rauber
Presidente
Adrián Salvatore
Vicepresidente
Daniel Garrido
Mónica Diskin
Guillermo Giraudo
Julián Mc Loughlin
José Manuel Tierno
Gerardo Carlos Paz
Ruben Turienzo

Directores suplentes:
Leonardo Katz
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Michele Siciliano
Diego Gabriel Baldassarre
Juan Castellanos Mon
Sergio Raúl Sánchez
Luis Agustín León Longombardo
Rodrigo Leonardo García

Principales ejecutivos
Fernando Rabita
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Brasil

ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A.

Razón social:
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.
Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección:
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada Goiânia
Goiás, Brasil

Teléfono:
(55 62) 3434 9000

Número de identificación
Cnpj 01.672.223/0001-68

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
12.386,81

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica, bien como la práctica de comercio, incluyendo minorista, y las actividades de importación y exportación. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla:
Generación de energía eléctrica

Directorio titulares
Nicola Cotugno
Francesco Tutoli
Anna Paula Pacheco

Principales ejecutivos
Fabio Destefani Campos
Gerente Interino
Raffaele Enrico Grandi
Javier Florencio Alonso Pérez
Janaina Savino Vilella Carro
Alain Rosolino
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
Anna Paula Hiotte Pacheco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,22%

ENEL GENERACIÓN FORTALEZA S.A.

Razón Social:
CGTF - Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección:
Rodovia 422, Km 1 s/n,
Complexo Industrial e Portuário de Pecém Caucaia, Ceará, Brasil

Teléfono:
(55 85) 3464-4100

Número de identificación
Cnpj 04.659.917/0001-53

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
29.250,92

Objeto social:
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla:
Generación de energía eléctrica.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos
Raffaele Grandi
Pedro Werbest Alves Silva
Alain Rosolino
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Anna Paula Hiotte Pacheco

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,29%

ENEL GREEN POWER VOLTA GRANDE S.A
(anteriormente ENEL GREEN POWER PROJETOS I S.A)

Razón social:
Enel Green Power Volta Grande S.A

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Praça Leoni Ramos, nº 1, 5º andar - parte, bloco 1, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono:
(21) 2716-1100

Número de identificación
Cnpj 25.176.391/0001-20

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
108.920,18

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto generación de energía eléctrica, así como concedido, permitido y autorizado por el Poder Concedente. Asimismo, podrá llevar a cabo la comercialización de energía en cualquier modalidad y en cualquier mercado.

Actividades que desarrolla:
Generación de energía eléctrica.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos:
Fabio Destefani Campos
Margot Frota Cohn

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,27%

CENTRAL GENERADORA FOTOVOLTAICA SÃO FRANCISCO LTDA

Razón social:
Central Generadora Fotovoltaiva São Fransico Ltda.

Tipo de sociedad:
Sociedad Empresaria Limitada constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.

Dirección:
Praça Leoni Ramos n° 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Número de Identificación

Teléfono:
(55 21) 2613 7000

Número de identificación
Cnpj 19.650.094/0001-72

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
10.303,90

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto actividades de alquiler y gestión de equipajes para producción de energía eléctrica de origen solar, eficiencia energética, infraestructura eléctrica y otros, así como las actividades de operación y mantenimiento de estos activos.

Actividades que desarrolla:
Alquiler y gestión de equipajes para producción de energía eléctrica de origen solar, eficiencia energética, infraestructura eléctrica y otros, así como las actividades de operación y mantenimiento de estos activos.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos
Leandro Marins de Abreu

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,14%

ENEL CIEN S.A.

Razón social:
Enel Cien S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección:
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói
Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono:
(55 21) 3607 9500

Número de identificación
Cnpj 01.983.856/0001-97

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
54.877,27

Objeto social:
La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la Compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, trasmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la Compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesoria o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la Compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla:
Transporte de energía eléctrica.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos
Guilherme Lencastre
Gerente General
Raffaele Grandi
Anna Paula Hiotte Pacheco
Alain Rosolino
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,44%

ENEL DISTRIBUCIÓN RÍO S.A.

AMPLA ENERGÍA (Ampla Energía e Serviços S.A.)

Razón social
Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi
Rio deJaneiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Número de identificación
Cnpj 33.050.071/0001-58

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
480.963,40

Objeto social:
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de organizaciones regionarias, nacionales e internacionales del sector eléctrico y participar de otras sociedades relacionadas al sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla:
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Nicola Cotugno
Márcia Sandra Roque Vieira Silva
Guilherme Gomes Lencastre
Anna Paula Hiotte Pacheco
Otacilio de Souza Junior

Directores suplentes
Alain Rosolino
José Nunes de Almeida Neto
Michelle Rodrigues Nogueira
Márcia Massotti de Carvalho
Cristine de Magalhães Marcondes
Luiz Carlos Franco Campos

Principales ejecutivos
Artur Manuel Tavares Resende
Presidente
Julia Freitas de Alcântara Nunes
Alain Rosolino
Raffaele Grandi
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Anna Paula Hiotte Pacheco
Cristine de Magalhães Marcondes
Margot Frota Cohn Pires
Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
6,60%

ENEL DISTRIBUCIÓN SÃO PAULO S.A.

Razón social:
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Abierta.

Dirección:
Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, n° 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1° ao 7° andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri, São Paulo

Teléfono:
(21) 2716-1113

Número de identificación
Cnpj 61.695.227/0001-93

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
592.875,17

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto: explotar servicios públicos de energía, principalmente la eléctrica, en las áreas referidas en el Contrato de Concesión y en las otras en que, de acuerdo con la legislación aplicable, esté autorizada a actuar; estudiar, elaborar, diseñar, ejecutar, explorar o transferir planes y programas de investigación y desarrollo que visen cualquier tipo o forma de energía; participar en los emprendimientos que tengan por finalidad la distribución y el comercio de energía; prestación de servicios técnicos de funcionamiento, mantenimiento y planificación de instalaciones eléctricas de terceros; prestación de servicios de optimización de procesos energéticos e instalaciones eléctricas de consumidores; cesión onerosa de franjas de servidumbre de líneas y áreas de tierra explotables de plantas y depósitos; prestar otros servicios de carácter público o privado, incluidos los servicios de informática mediante explotación de su infraestructura, con el fin de producir ingresos alternativos complementarios o accesorios; contribuir a la preservación del medio ambiente, así como participar en programas sociales de interés comunitario; participar de emprendimientos que propicien mejor aprovechamiento de su patrimonio inmobiliario; y participar en otras sociedades como socia, cuotista o accionista.

Actividades que desarrolla:
Distribución de energía eléctrica.

Directores
Mario Fernando Melo Santos
Britaldo Pedrosa Soares
Nicola Cotugno
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Guilherme Gomes Lancastre
Marcia Sandra Roque Vieira Silva
Regina Lucia Strepeckes

Principales ejecutivos
Max Xavier Lins
Rosario Zaccaria
Marcia Massotti de Carvalho
Flavia da Silva Baraúna
Janaína Savino Vilella Carro
Anna Paula Hiotte Pacheco
Marcia Sandra Roque Vieira Silva
Margot Frota Cohn Pires
José Nunes de Almeida Neto
Raffaele Enrico Grandi
Alain Rosolino

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
11,65%

ENEL DISTRIBUCIÓN GOIÁS S.A.

CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D

Razón social:
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Abierta.

Dirección:
Rua 2, Quadra A-37, nº 505, Jardim Goiás, Goiânia, Goiás.

Teléfono:
(62) 3243 1771

Número de identificación
Cnpj 01.543.032/0001-04

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
977.178,08

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto la exploración técnica y comercial de distribución de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla:
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Presidente
Nicola Cotugno
Vicepresidente
Cristine de Magalhães Marcondes
Guilherme Gomes Lencastre
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Principales ejecutivos
Jose Luis Salas Rincón
Marcia Sandra Roque Vieira Silva
Michelle Rodrigues Nogueira
Cristine de Magalhães Marcondes
Alain Rosolino
Flavia da Silva Baraúna
Rosana Rodrigues dos Santos
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
10,78%

ENEL DISTRIBUCIÓN CEARÁ S.A.

COELCE (Companhia Energética do Ceará S.A.)

Razón social:
Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Abierta

Dirección:
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro
Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono:
(55 85) 3453-4082

Número de identificación
Cnpj 07.047.251/0001-70

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
171.776,83

Objeto social:
La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les sean concedidos o autorizados y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio relativos a esas actividades.
Asimismo, podrá llevar a cabo la realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Caerá, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la Compañía. Finalmente, podrá realizar otros actos que sean necesarios para el objeto social, así como la participación en el capital social de otras empresas en Brasil o en el exterior, cuyos fines sean la explotación de los servicios públicos de electricidad, incluidos los relacionados con la producción, generación, transmisión y distribución.

Actividad que desarrolla
Distribución y venta de energía eléctrica y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil

Directores titulares
Mário Fernando de Melo Santos
Presidente
Nicola Cotugno
Vicepresidente
Teobaldo José Cavalcante Leal
Guilherme Gomes Lencastre
Cristine de Magalhães Marcondes
Francisco Honório Pinheiro Alves
Fernando Augusto Macedo de Melo
João Francisco Landim Tavare

Directores suplentes
Alain Rosolino
José Nunes de Almeida Neto
Márcia Massotti de Carvalho

Monica Hodor
Maria Eduarda Fischer Alcure
Michelle Rodrigues Nogueira
Dilma Maria Toledo
Artur Teixeira Neto

Principales ejecutivos
Charles de Capdeville
Gerente General
Eduardo Gomes de Paula
José Távora Batista
Teobaldo José Cavalcante Leal
Alain Rosolino
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Luiz Antônio Corre Gazulha Junior
Margot Frota Cohn Pires
Cristine de Magalhães Marcondes
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
4,54%

ENEL BRASIL S.A.

Razón social:
Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección:
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2
Parte, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono:
(5521) 3607 9500

Número de identificación
Cnpj 07.523.555/0001-67

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
3.772.913,79

Objeto social:
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico o sector de gas, incluyendo sociedades comerciales o de prestación de servicios a empresas actuantes en dichos sectores, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines, así como la importación, exportación y comercialización de gas natural en cualquier estado físico para uso propio o de tercero; y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla:
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Presidente
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Vicepresidente
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Principales ejecutivos
Nicola Cotugno
Gerente General
Raffaele Grandi
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Alain Rosolino
Anna Paula Hiotte Pacheco
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Flávia da Silva Baraúna
Margot Frota Cohn Pires
Márcia Massotti de Carvalho
Guilherme Gomes Lencastre
Cristine de Magalhães Marcondes
Bruno Franco Cecchetti

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
41,85%

ENEL X BRASIL S.A

(anteriormente ENEL SOLUÇÕES S.A.)

Razón social:
Enel X Brasil S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.

Dirección:
Praça Leoni Ramos n° 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono:
(55 21) 2613 7000

Número de identificación
Cnpj 08.438.725/0001-78

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
36.141,30

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, la producción, industrialización, montaje y el comercio en general, incluso importación y exportación, para comercialización propia o por terceros de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla:
Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Sociedad sin concejo de administración

Principales ejecutivos:
Carolina Farinas Pinheiro
Carlos Eduardo Cardoso de Souza

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con: Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
0,20%

ENEL TECNOLOGIA DE REDES S.A

(ANTERIORMENTE ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE 82 S.A)

Razón social:
Enel Brasil Tecnologia de Redes S.A

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Praça Leoni Ramos, nº 1, 7º andar, bloco 2, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono:
(21) 2716-1138

Número de identificación
Cnpj 30.156.611/0001-94

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
0,19

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto el planeamiento, desarrollo y ejecución de las actividades de generación, distribución, transmisión o y/o comercialización de energía eléctrica. Asimismo, la participación en el capital social de otras compañías y sociedades que operen o vengan a ser constituidas para actuar en los segmentos de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía eléctrica, como accionista; distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía e comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Actividades que desarrolla:
Distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía y comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos:
Guilherme Gomes Lencastre
Bruno Franco Cecchetti

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

ENEL TRADING BRASIL S.A

(Anteriormente ENEL BRASIL INVESTIMENTOS NORDESTE 86 S.A)

Razón social:
Enel Trading Brasil S.A

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Praça Leoni Ramos, nº 1, 7º andar, bloco 2, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono:
(21) 2716-1138

Número de identificación
Cnpj 30.248.458/0001-25

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
190,79

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto la práctica de actos de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras empresas.

Actividades que desarrolla:
Generación de energía eléctrica.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos:
Javier Florencio Alonso Pérez
Gerente General
Francesco Tutoli

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

LUZ DE ANGRA ENERGIA S.A.

Razón social:
Luz de Angra Energia S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Praça Leoni Ramos, nº 1, Parte, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono:
(55 21) 2613 7000

Número de identificación
Cnpj 38.661.234/0001-52

Capital suscrito y pagado (US$ miles):
743,97

Objeto social:
La ejecución de obras y prestación del servicio de alumbrado público, incluyendo la implantación, instalación, recuperación, modernización, eficiencia, ampliación, operación, mantenimiento y mejoramiento de las redes de alumbrado público, en los términos del Contrato de Concesión a suscribirse con la Municipalidad de Angra dos Reis, según Concurso Público Nº 004/2020, publicado el 6 de marzo de 2020.

Actividades que desarrolla:
Ejecución de obras y prestación del servicio de alumbrado público.

Sociedad sin consejo de administración

Principales ejecutivos:
Carlos Eduardo Cardoso de Souza
Gerente General
Rogério Mohallem

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

ENEL URUGUAY S.A.
(Anteriormente NUXER TRADING S.A.)

Razón social:
Enel Uruguay S.A

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Avenida Luis Alberto de Herrera, n. 1248, Torre II, Piso 15, OF 11300, Montevideo, Uruguay.

Teléfono: N/A

Número de identificación
Rut 21.823.444.001-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
0,69

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto a) industrializar y comercializar en todas sus formas, mercaderías, arrendamientos de bienes, obras y servicios en los ramos y anexos de: alimentación, artículos del hogar y oficina, automotriz, bar, bazar, caucho, comunicación, construcción, cosmética, cueros, deportes, editorial, electrónica, electrotecnia, enseñanza, espectáculos, farmacia, ferretería, fotografía, hotel, imprenta, informática, joyería, juguetería, lana, lavadero, librería, limpieza, madera, máquinas, marítimo, mecánica, metalurgia, minería, música, obras de ingeniería, óptica, papel, perfumería, pesca, plástico, prensa, publicidad, química, servicios profesionales, técnicos y administrativos, tabaco, televisión, textil, transporte, turismo, valores mobiliarios, vestimenta, veterinaria, vidrio; b) importaciones, exportaciones, representaciones, comisiones y consignaciones; c) compra venta, arrendamiento, administración, construcción y toda clase de operaciones con bienes inmuebles; d) explotación agropecuaria, forestación, fruticultura, citricultura y sus derivados; e)participación, constitución o adquisición de empresas que operen en los ramos preindicados.

Actividades que desarrolla:
Las posibilidades de actividad son las del objeto social arriba.

Sociedad sin concejo de administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Jorge Manuel Cernadas Rivarola

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A

Colombia

EMGESA S.A. E.S.P.

Razón social
Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima, de carácter privado,
Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios

Dirección
Carrera 11 N°82-76, piso 4
Bogotá, D.C. Colombia

Número de identificación
Nit 860.063.875-8

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
191.473,48

Objeto social
La sociedad Emgesa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley N°143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidad en la zona de influencia de sus proyectos; y realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y comercializar productos en beneficio de sus clientes. Así mismo, la sociedad podrá en desarrollo de su objeto social, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte y distribución de minerales y material pétreo, así como el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. De igual manera, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia y en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines, incluyendo la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; vender cualquier producto o subproducto derivado de la operación de plantas de generación diferente de energía eléctrica así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores; dar a , o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiaria, y terceros dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; celebrar contratos de sociedad o adquirir acciones en sociedades y participar como socia en otras empresas de servicios públicos; escindirse y fusionarse con otras sociedades que tengan un objeto social afín; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o completarías con su objeto social.

Actividades que desarrolla
Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible.

Directores titulares
Andrés Caldas Rico
Lucio Rubio Díaz
José Antonio Vargas Lleras
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera
Juan Ricardo Ortega López
Álvaro Villasante Losada
Martha Veleño Quintero

Directores suplentes
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Michele Di Murro
Óscar Sánchez Arévalo
Andrés Baracaldo Sarmiento
Felipe Castilla Canales
Luis Javier Castro Lachner

Principales ejecutivos
Marco Fragale
Gerente General

Marco Fragale
Gerente Power Generation
Andrés Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Gerente Gestión de la Energía
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Luis Alejandro Díaz
Gerente de Auditoría
Raúl Fernando Vacca Ramírez
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Digital Solutions
Ana Lucía Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Gian Paolo Daguer
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
6,82%

CODENSA S.A. E.S.P.

Razón social
CODENSA S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A No. 93-66
Bogotá D.C, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Número de identificación
Nit 830.037.248-0

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
3.941,00

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes y de terceros. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras Empresas de Servicios Públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras Empresas de Servicios Públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionados con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otras sociedades incluyendo establecimientos de crédito; otras empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas. En desarrollo del objeto principal antes enunciado, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia o en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas, conexas y complementarias con su objeto social; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal siempre que sean afines al objeto principal; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar en licitaciones públicas y privadas; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; celebrar contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras. De la misma forma podrá participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros en beneficio de sus clientes y de terceros.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica y comercialización de energía.

Directores titulares
Andrés Caldas Rico
José Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Díaz
Andrés Baracaldo Sarmiento
Juan Ricardo Sarmiento
Luis Javier Castro Lachner
Andrés López Valderrama

Directores suplentes
Carlos Mario Restrepo
Leonardo López Vergara
Michele Di Murro
Fredy Antonio Zuleta Dávila
Felipe Castilla Canales
Martha Veleño Quintero
Mario Antonio Cajiao Pedraza

Principales ejecutivos
Francesco Bertoli
Gerente General
Francesco Bertoli
Gerente de Infraestructura y Redes
Andrés Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Carlos Mario Restrepo
Gerente de Enel X
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jiménez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Luis Alejandro Díaz
Gerente de Auditoría
Raúl Fernando Vacca Ramírez
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Digital Solutions

Ana Lucía Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Gian Paolo Daguer
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
4,48%

ENEL X COLOMBIA S.A.S.

Razón Social
Enel X Colombia S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 13 A No. 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Número de identificación
Nit 901.176.579-6

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
1.461,13

Objeto social
podrá desarrollar cualquier actividad comercial o civil lícita. En especial podrá: a) Ejecutar Proyectos de alumbrado público para el desarrollo de modernizaciones, administraciones, operación y mantenimiento, expansiones, telegestión, levantamiento de inventarios, diseños fotométricos, interventoría, entre otros; bajo las distintas modalidades de contratación con el estado como concesiones de manera individual o conjunta conformando alianzas estratégicas; b) Desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica en baja, media y alta tensión, proyectos de iluminación especial, iluminación arquitectónica e iluminación navideña, proyectos de almacenamiento de energía y energías renovables a través de la participación en licitaciones o concursos públicos y privados, celebrando contratos con entidades o empresas del Estado, de economía mixta o privados; c) Diseñar, desarrollar, mantener, construir y montar todo tipo de instalaciones eléctricas en zonas industriales y/o comerciales y/o residenciales y/o zonas francas. d) Comercializar materiales eléctricos, prestar servicios de ingeniería conceptual, básica y de detalle, como asesorías, estudios, interventoría y supervisión de proyectos; desarrollo y venta de proyectos de energías renovables, software de inteligencia energética, operación y mantenimiento de sistemas de servicios públicos; e) Desarrollar e implementar nuevos productos y servicios asociados a las necesidades del sector público y privado, a través de: 1) La utilización de la infraestructura existente de alumbrado público para el apalancamiento de proyectos de innovación y tecnología (ciudades inteligentes); 2) Proyectos de desarrollo urbano como instalación y mantenimiento de semáforos, señales de tránsito, paraderos de buses y publicidad y parques entre otros espacios urbanos. 3) Implementación de modelos de Energy as a Service, respuesta a la demanda, aumento de confiabilidad para los clientes industriales a nivel nacional; f) Llevar a cabo todos los actos jurídicos y operaciones que resulten necesarios o útiles para el desarrollo de su objeto social, o guarden relación con el mismo; g) Adquirir y desarrollar bienes de cualquier naturaleza, muebles o inmuebles, corporales o incorporales, que sean necesarios para el desarrollo de los negocios sociales; h) Enajenar, arrendar, gravar, y administrar los bienes sociales; i) Emitir, girar, aceptar, endosar, asegurar, descontar, y negociar en general, títulos valores y cualquier clase de créditos individuales o colectivos; j) Celebrar toda clase de contratos estatales y de derecho privado que sean aptos para la obtención de los fines sociales; k) Formar parte, con sujeción a las leyes y a los estatutos, de otras sociedades, para facilitar o ensanchar o complementar la empresa social, sea suscribiendo o adquiriendo cuotas o acciones en ellas con el ánimo de permanencia o fusionarse con las mismas; l) Celebrar contratos de participación, sea como partícipe activa o partícipe inactiva, consorcios, uniones temporales de empresas y cualquier otra forma lícita de colaboración empresarial; m) Celebrar o ejecutar, en general, todos los actos o contratos que sean necesarios para el desarrollo del objeto social de la Compañía.

Directores Principales
Lucio Rubio Díaz
Carlos Mario Restrepo Molina
Michele Di Murro

Directores suplentes
Andrés Caldas Rico
Diego Rolando Valderrama
Cecilia Inés del Toro

Principales Ejecutivos
Carlos Mario Molina
Gerente General
Diego Rolando Valderrama
Primer Suplente del Gerente
Cecilia Inés del Toro
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,02%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A.

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A No. 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Número de identificación
Nit 900.325.249-7

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
26,22

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directores titulares
Marco Fragale
Lorena Rojas
Fernando Javier Gutiérrez Medina

Directores suplentes
Gustavo Gómez
Francesco Cirillo
José Arturo López
Principales ejecutivos
Gustavo Gómez Cerón

Gerente General
Herwin Marcos Villamil
Primer Suplente del Gerente General
José Arturo López Rodriguez
Segundo Suplente del Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,02%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social
Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 13 No. 93-66
Bogotá, Colombia

Teléfono
(571) 601 6060

Número de identificación
Nit 900.351.013-6

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
1,46

Objeto social
Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente
Leonardo López Vergara
Primer Suplente del Gerente
Juan Manuel Pardo Gómez
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

BOGOTÁ ZE S.A.S

Razón social
BOGOTÁ ZE S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por Acciones Simplificadas.

Dirección
Carrera 13 A No. 93-66
Bogotá D.C, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Número de identificación
Nit 901.423.472-7

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
0,29

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal cualquier actividad lícita. En especial, la sociedad podrá realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. De igual manera podrá participar en procesos de selección públicos o privados e incorporar sociedades o participar en ellas.

Actividades que desarrolla
Movilidad eléctrica.

Principales ejecutivos
Carlos Mario Restrepo
Gerente General

Diego Rolando Valderrama
Gerente Suplente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Perú

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.

Razón social
Enel Generación Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, urbanización Maranga, San Miguel Lima, Perú (cambio dirección memo 2015)

Número de identificación
Ruc 20330791412

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
756.173,99

Objeto social
En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica.
Podrá efectuar, asimismo, los actos de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su objeto social principal.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores
José Manuel Revuelta Mediavilla
Presidente
Guillermo Martín Lozada Pozo
Vicepresidente
Daniel Abramovich Ackerman
Pedro Segundo Cruz Vine
Francisco García Calderón Portugal
Carlos Rojas Perla
Elena Conterno Martinelli

Principales ejecutivos
Rigoberto Novoa Velásquez
Gerente General
Daniel Abramovich Ackerman
Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Marín Lozada Pozo
Gerente de Administración, Finanzas & Control

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
6,21%

ENEL GENERACIÓN PIURA S.A.

Razón social
Enel Generación Piura S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Calle César López Rojas 201, urbanización. Maranga, San Miguel Lima, Perú

Número de identificación
Ruc 20270508163

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
22.542,08

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es dedicarse a la generación de energía eléctrica y de procesamiento de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica, venta de gas natural

Directores
José Manuel Revuelta Mediavilla
Presidente
Guillermo Martín Lozada Pozo
Vicepresidente
Pedro Cruz Vine

Ejecutivos principales
Rigoberto Novoa Velásquez (representante del Gerente General de Enel Generación Perú S.A.A.)
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,28%

ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.

Razón social
Enel Distribución Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César López Rojas N°201 urbanización, Maranga,
San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Número de identificación
Ruc 20269985900

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
147.019,24

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente.

Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Directores titulares:
José Manuel Revuelta Mediavilla
Presidente
Guillermo Martín Lozada Pozo
Vicepresidente
Carlos Alberto Solís Pino
Patricia Lisetta Teullet Pipoli (hasta 12 de noviembre de 2020)
Martín Pérez Monteverde
Rafael Llosa Barrios
María del Carmen Soraya Ahomed Chávez
Daniel Abramovich Ackerman (hasta 29 de julio de 2020)

Principales ejecutivos
Simone Botton
Gerente General
Guillermo Martín Lozada Pozo
Gerente de Administración, Finanzas & Control
Carlos Alberto Solís Pino
Gerente Comercial
María del Carmen Soraya Ahomed Chávez
Gerente Legal
Milagritos Tatiana Lozada Gobea
Gerente de Regulación
Rocío Pachas Soto
Gerente de Personas & Organización
María Alicia Martínez Venero
Gerente de Comunicaciones

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
5,70%

ENEL PERÚ S.A.C.

Razón social
Enel Perú S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201, urbanización Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Número de identificación
Ruc 20298669707

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
1.483.351,74

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Desarrollar ingeniería para la construcción de plantas de energía eléctrica; realizar actividades de suministro, montaje y puesta en marcha de equipos, instalaciones y/o servicios para la producción de energía eléctrica. Además, podrá realizar cualquier otra actividad vinculada al sector energético y aguas.

Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Ejecutivos principales
José Manuel Revuelta Mediavilla
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
10,57%

CHINANGO S.A.C.

Razón social
Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N°201, urbanización Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Número de identificación
Ruc 20518723040

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
73.642,09

Objeto social
Generación comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Gerente General
Enel Generación Perú S.A.A., representado por
Rigoberto Novoa Velásquez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
0,80%

COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.

Razón social
Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N°201, urbanización Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Número de identificación
Ruc 20477979344

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
797,72

Objeto social
Desarrollar y operar proyectos hidroeléctricos en cualquier cuenca hidrográfica del Perú.

Actividades que desarrolla
Titular de proyecto hidroeléctrico Veracruz.

Claudio Helfmann Soto
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
0,09%

ENEL X PERÚ S.A.C.

Razón social
Enel X Perú S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201 urbanización Maranga,
San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Número de identificación
Ruc 20604098565

Capital suscrito y pagado (US$ miles)
3.318,28

Objeto social
La sociedad tiene como objeto dedicarse a las siguientes actividades: I. Actividades industriales y comerciales, tales como: (i) generación distribuida, cogeneración y almacenamiento, (ii) movilidad eléctrica, (iii) venta de electrodomésticos, comercialización de seguros y recaudación, (iv) servicios generales, (v) obras, equipos, materiales y soluciones eléctricas, (vi) iluminación y fibra óptica; II. Actividades de Asesoría en el control de eficiencia energética a entidades públicas y privadas, así como a particulares; III. Actividades financieras y de inversión.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Principales ejecutivos
Alejandro Barragán Osorio
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
0,02%

Notas:
1. No hay actos o contratos celebrados por Enel Américas con sus subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en sus operaciones y resultados.
2. En cuanto a relaciones comerciales, la vinculación futura proyectada con subsidiarias o asociadas se enmarca en el objeto social de la compañía, en especial prestar a sus empresas subsidiarias o asociadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas subsidiarias servicios gerenciales, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño, sin perjuicio de lo cual, no se prevé que ninguna de estas vinculaciones futuras influya significativamente en las operaciones

8

Anexos

Estados Financieros

Contenido

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES
CONSOLIDADOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, MÉTODO DIRECTO

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

Informe del Auditor Independiente

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, al y por año terminado al 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidado, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

© 2021 KPMG Auditores Consultores SpA., sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Otros asuntos - Estados financieros consolidados comparativos al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los años terminados en esas fechas, fueron auditados por otros auditores, quiénes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 26 de febrero de 2020.

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 25 de febrero de 2021

© 2021 KPMG Auditores Consultores SpA., sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados

al 31 de diciembre de 2020 y 2019

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2020	al 31.12.2019
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.506.993	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	8	230.279	120.383
Otros activos no financieros corrientes	9	560.786	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.234.935	3.504.457
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	46.950	16.369
Inventarios corrientes	12	471.433	396.239
Activos por impuestos corrientes	13	127.880	107.321
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**6.179.256**	**6.569.928**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	11.326
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**11.326**
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**6.179.256**	**6.581.254**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	2.790.863	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.332.856	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	578.524	587.957
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	32	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	2.273	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	4.524.826	5.527.879
Plusvalía	16	945.512	1.173.043
Propiedades, planta y equipo	17	8.354.672	8.763.438
Propiedad de inversión		7.942	10.254
Activos por derecho de uso	18	222.420	255.799
Activos por impuestos diferidos	19	994.382	1.088.234
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**20.754.302**	**23.195.130**
TOTAL ACTIVOS		**26.933.558**	**29.776.384**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2020	al 31.12.2019
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.825.130	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	51.495	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.093.576	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	597.122	494.511
Otras provisiones corrientes	25	220.425	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	13	222.870	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	9	266.604	320.755
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**7.277.222**	**6.732.141**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	3.791
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**3.791**
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**7.277.222**	**6.735.932**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.837.706	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	91.070	108.625
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.061.475	2.335.997
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	144.391	-
Otras provisiones no corrientes	25	833.900	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	19	612.953	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.624.217	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	116.961	111.268
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**9.322.673**	**10.794.266**
TOTAL PASIVOS		**16.599.895**	**17.530.198**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	9.763.078	9.783.875
Ganancias acumuladas		5.415.698	5.474.411
Otras reservas	27.5	(7.072.917)	(5.291.999)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**8.105.859**	**9.966.287**
Participaciones no controladoras	27.6	**2.227.804**	**2.279.899**
PATRIMONIO TOTAL		**10.333.663**	**12.246.186**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**26.933.558**	**29.776.384**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	2020	2019	2018
Ingresos de actividades ordinarias	28	11.238.976	13.053.376	11.924.761
Otros ingresos, por naturaleza	28	953.698	1.260.736	1.064.928
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**12.192.674**	**14.314.112**	**12.989.689**
Materias primas y consumibles utilizados	29	(7.555.915)	(8.541.023)	(7.948.400)
Margen de Contribución		**4.636.759**	**5.773.089**	**5.041.289**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		147.151	181.565	177.997
Gastos por beneficios a los empleados	30	(565.046)	(809.753)	(840.493)
Gasto por depreciación y amortización	31	(858.099)	(948.330)	(862.440)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	31	-	2.126	61.753
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(242.372)	(279.125)	(122.501)
Otros gastos por naturaleza	32	(1.065.278)	(1.150.709)	(1.021.085)
Resultado de Explotación		**2.053.115**	**2.768.863**	**2.434.520**
Otras ganancias (pérdidas)		4.671	14.196	681
Ingresos financieros	33	321.477	449.661	358.081
Costos financieros	33	(768.453)	(1.088.631)	(1.071.759)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.133	583	2.452
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	57.171	136.960	110.635
Resultado por unidades de reajuste	33	76.698	124.477	270.380
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**1.747.812**	**2.406.109**	**2.104.990**
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(566.560)	(236.346)	(437.932)
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		825.197	1.614.085	1.201.381
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	356.055	555.678	465.677
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
			-	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica	US$ / acción	0,01085	0,02465	0,02091
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	65.480.640.658	57.452.641.516
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US$ / acción	0,01085	0,02465	0,02091
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	65.480.640.658	57.452.641.516

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	**Nota**	**2020**	**2019**	**2018**
Ganancia (Pérdida)		1.181.252	2.169.763	1.667.058
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Remedición (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(476.805)	(576.143)	(177.527)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		**(476.805)**	**(576.143)**	**(177.527)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	(2.249.915)	(765.005)	(1.575.134)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(10)	(598)	(458)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(15.547)	6.100	(5.763)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		2.571	(194)	3.036
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período		**(2.262.901)**	**(759.697)**	**(1.578.319)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(2.739.706)**	**(1.335.840)**	**(1.755.846)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		161.766	195.098	59.684
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		**161.766**	**195.098**	**59.684**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		5.038	(2.165)	1.354
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período		**5.038**	**(2.165)**	**1.354**
Total otro resultado integral		**(2.572.902)**	**(1.142.907)**	**(1.694.808)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**(1.391.650)**	**1.026.856**	**(27.750)**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(1.521.532)	623.512	(121.326)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		129.882	403.344	93.576
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**(1.391.650)**	**1.026.856**	**(27.750)**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Cambios en Otras Reservas		
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	**Capital emitido y pagado**	**Reservas por diferencias de cambio por conversión**	**Reservas de coberturas de flujo de efectivo**	**Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos**
Saldo inicial al 01.01.2018	**6.763.204**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	**6.763.204**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**
Cambios en patrimonio				
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	(1.212.114)	(1.622)	(108.749)
Resultado integral	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	108.749
Total de cambios en patrimonio	-	(1.212.114)	(1.622)	-
Saldo final al 31.12.2018	**6.763.204**	**(1.666.109)**	**(5.094)**	**-**
Cambios en patrimonio				
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	(617.046)	3.760	(376.997)
Resultado integral	-	-	-	-
Emisión de patrimonio	3.020.671	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	376.997
Total de cambios en patrimonio	3.020.671	(617.046)	3.760	-
Saldo final al 31.12.2019	**9.783.875**	**(2.283.155)**	**(1.334)**	**-**
Cambios en patrimonio				
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	(2.025.141)	(8.049)	(313.534)
Resultado integral	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	(20.797)	-	-	313.534
Total de cambios en patrimonio	(20.797)	(2.025.141)	(8.049)	-
Saldo final al 31.12.2020	**9.763.078**	**(4.308.296)**	**(9.383)**	**-**

(1) Considera un cargo a resultados acumulados por MUS$ 5.804 por la aplicación de NIIF 9, un cargo a resultados acumulados por MUS$ 1.272 por aplicación de NIIF 15 y un abono a resultados acumulados por MUS$ 961.107 por aplicación de NIC 29.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Cambios en Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio Neto
(175)	**(3.408.922)**	**(3.866.564)**	**3.583.831**	**6.480.471**	**1.798.036**	**8.278.507**
–	–	–	667.447	667.447	286.583	954.030
(175)	**(3.408.922)**	**(3.866.564)**	**4.251.278**	**7.147.918**	**2.084.619**	**9.232.537**
–	–	–	1.201.381	1.201.381	465.677	1.667.058
(222)	–	(1.322.707)	–	(1.322.707)	(372.101)	(1.694.808)
–	–	–	–	(121.326)	93.576	(27.750)
–		–	(502.223)	(502.223)	(255.242)	(757.465)
–	199.639	308.388	(108.749)	199.639	184.939	384.578
(222)	199.639	(1.014.319)	590.409	(423.910)	23.273	(400.637)
(397)	**(3.209.283)**	**(4.880.883)**	**4.841.687**	**6.724.008**	**2.107.892**	**8.831.900**
–	–	–	1.614.085	1.614.085	555.678	2.169.763
(290)	–	(990.573)	–	(990.573)	(152.334)	(1.142.907)
–	–	–	–	623.512	403.344	1.026.856
–	–	–	–	3.020.671	–	3.020.671
–	–	–	(604.364)	(604.364)	(289.052)	(893.416)
–	202.460	579.457	(376.997)	202.460	57.715	260.175
(290)	202.460	(411.116)	632.724	3.242.279	172.007	3.414.286
(687)	**(3.006.823)**	**(5.291.999)**	**5.474.411**	**9.966.287**	**2.279.899**	**12.246.186**
–	–	–	825.197	825.197	356.055	1.181.252
(5)	–	(2.346.729)	–	(2.346.729)	(226.173)	(2.572.902)
–	–	–	–	(1.521.532)	129.882	(1.391.650)
–	–	–	(570.376)	(570.376)	(306.309)	(876.685)
–	252.277	565.811	(313.534)	231.480	124.332	355.812
(5)	252.277	(1.780.918)	(58.713)	(1.860.428)	(52.095)	(1.912.523)
(692)	**(2.754.546)**	**(7.072.917)**	**5.415.698**	**8.105.859**	**2.227.804**	**10.333.663**

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados, Método Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		14.770.122	18.408.759	16.445.981
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		36.171	38.223	48.659
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		28.364	26.940	48.028
Otros cobros por actividades de operación		1.269.911	828.859	752.842
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(8.185.560)	(9.343.478)	(8.597.388)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(731.887)	(867.683)	(786.892)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(13.014)	(11.723)	(11.345)
Otros pagos por actividades de operación	7.c	(4.013.788)	(5.723.433)	(5.227.832)
Intereses pagados		(4.675)	(8.343)	-
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias pagados		(527.952)	(561.805)	(593.948)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(202.182)	(258.805)	(233.540)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**2.425.510**	**2.527.511**	**1.844.565**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	-	(1.590.435)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(97.517)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		176.383	284.939	294.562
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(215.626)	(245.390)	(335.668)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	-	1.000
Compras de propiedades, planta y equipo		(813.827)	(891.599)	(750.435)
Compras de activos intangibles		(739.664)	(767.291)	(790.184)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.070)	(3.909)	(3.079)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		21.037	14.981	14.003
Dividendos recibidos		2.120	1.521	1.524
Intereses recibidos		43.400	111.730	99.648
Otras entradas (salidas) de efectivo		(4.369)	(7.263)	(10.125)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.535.616)**	**(1.599.798)**	**(3.069.189)**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2020	2019	2018
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones	27.1.1	-	2.999.874	-
Total importes procedentes de préstamos	7.d	**1.646.135**	**4.898.823**	**4.538.165**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		437.284	1.164.306	2.836.717
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.208.851	3.734.517	1.701.448
Préstamos de entidades relacionadas	7.d	295.299	-	2.686.387
Reembolsos de préstamos	7.d	(1.775.865)	(4.782.344)	(4.301.358)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.d	(77.292)	(59.177)	(31.619)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.d	-	(2.662.433)	-
Dividendos pagados		(1.057.692)	(723.983)	(591.958)
Intereses pagados	7.d	(326.703)	(614.599)	(439.552)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.d	109.583	120.935	7.001
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(1.186.535)**	**(822.904)**	**1.867.066**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(296.641)**	**104.809**	**642.442**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(135.363)	(70.097)	(210.920)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(432.004)**	**34.712**	**431.522**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	1.938.997	1.904.285	1.472.763
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	**1.506.993**	**1.938.997**	**1.904.285**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Indice

1. INFORMACIÓN GENERAL 196
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 197
   2.1 Principios contables 197
   2.2 Nuevos pronunciamientos contables 197
   2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 202
   2.4 Sociedades subsidiarias 203
      2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación 204
      2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% 205
   2.5 Entidades asociadas 205
   2.6 Acuerdos conjuntos 206
   2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 206
   2.8 Moneda Funcional 208
   2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera 208
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 209
   a) Propiedades, planta y equipo 209
   b) Propiedad de inversión 211
   c) Plusvalía 212
   d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 212
      d.1) Concesiones 212
      d.2) Gastos de investigación y desarrollo 213
      d.3) Otros activos intangibles 214
   e) Deterioro del valor de los activos no financieros 214
   f) Arrendamientos 216
      f.1) Arrendatario 216
      f.2) Arrendador 217
   g) Instrumentos financieros 217
      g.1) Activos financieros no derivados 217
      g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 218
      g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 219
      g.4) Pasivos financieros excepto derivados 220
      g.5) Derivados y operaciones de cobertura 220
      g.6) Baja de activos y pasivos financieros 221
      g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 222
      g.8) Contratos de garantías financieras 222
   h) Medición del valor razonable 222
   i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 223
   j) Inventarios 224
   k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas 224
   l) Acciones propias en cartera 225
   m) Provisiones 225
      m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 226
   n) Conversión de saldos en moneda extranjera 226
   o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 227
   p) Impuesto a las ganancias 227
   q) Reconocimiento de ingresos y gastos 228
   r) Ganancia (pérdida) por acción 229
   s) Dividendos 230
   t) Gastos de emisión y colocación de acciones 230
   u) Estado de flujos de efectivo 230
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 231
   i. Marco regulatorio: 231
   ii. Límites a la integración y concentración 251
   iii. Mercado de clientes no regulados 252
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS 253
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES 254
7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 256
8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 258
9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 259
10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 261
11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 264
   11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 264
      a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 264
      b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 265
      c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: 266
      d) Transacciones significativas Enel Américas 266
   11.2 Directorio y personal clave de la gerencia 267
      a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia 267
      b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 268

12. INVENTARIOS 271
13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 271
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 272
14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 272
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 274
16. PLUSVALÍA 276
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 278
18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO 280
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 282
a) Impuesto a las ganancias 282
b) Impuestos diferidos 283
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 287
a) Préstamos que devengan intereses. 287
b) Obligaciones con el Público No Garantizadas 294
c) Obligaciones con el Público Garantizadas 302
d) Deuda de cobertura. 304
e) Otros aspectos. 306
f) Flujos futuros de deuda no descontados 306
21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS 308
21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos 310
21.2 Flujos futuros de deuda no descontados 322
22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 324
23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 328
23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. 328
23.2 Instrumentos derivados 329
23.3 Jerarquías del valor razonable 331
24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES 332
25. PROVISIONES 334
26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 335
26.1 Aspectos generales 335
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros 336
26.3 Otras revelaciones 340
27. PATRIMONIO 341
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 341
27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión 343
27.3 Gestión del capital 343
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 343
27.5 Otras Reservas 344
27.6 Participaciones no controladoras 346
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 346
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 347
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 348
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9 348
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 349
33. RESULTADO FINANCIERO 349
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 352
34.1 Criterios de segmentación 352
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 354
34.3 Países 358
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 362
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 370
35.1 Garantías directas 370
35.2 Garantías Indirectas 370
35.3 Litigios y arbitrajes 372
35.4 Restricciones financieras. 389
35.5 Contingencia por COVID-19 392
35.6 Otras informaciones 393
36. DOTACIÓN 395
37. SANCIONES 395
38. MEDIO AMBIENTE 400
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS 406
40. HECHOS POSTERIORES 408
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 410
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 412
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 414
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 418
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 420

Notas a los estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020
(En miles de dólares – MUS$)

NOTA 1. Información general

Enel Américas (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante "CMF"), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante "SEC") y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee una participación accionaria del 65%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la Compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la Compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 16.731 trabajadores al 31 de diciembre de 2020. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2020 fue de 16.969 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

(i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
(ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
(iii) las telecomunicaciones e informática, y
(iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Nota 2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2021, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2018 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujo de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2020:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)	1 de enero de 2020

• Marco Conceptual (Revisado)

El IASB emitió el Marco Conceptual (Revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIIF 3 "Definición de un Negocio".

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

La enmienda añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa".

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 "Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)".

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante "reforma"). Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros, como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido impactos en los estados financieros consolidados del Grupo, ya que actualmente no existen relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2021 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)	1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF 3: Referencias al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: Productos Obtenidos antes del Uso Previsto	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020	1 de enero de 2022
- NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF	
- NIIF 9: Instrumentos Financieros	
- Ejemplos que acompañan a NIIF 16	
- NIC 41: Agricultura	
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes	1 de enero de 2023

• Enmiendas a NIIF 16 "Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19"

Como resultado de la pandemia de COVID-19, en muchos países se han otorgado concesiones a los arrendatarios para el pago del alquiler, tales como períodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un período de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en períodos futuros. En este contexto, el 28 de mayo de 2020 el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 Arrendamientos, con el fin de proporcionar una solución práctica para los arrendatarios, mediante la cual éstos pueden optar por no evaluar si la reducción del alquiler es una modificación del arrendamiento. Los arrendatarios que realicen esta elección, contabilizarán tales reducciones de alquiler como un pago variable.

La solución práctica solo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y solo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

i) el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
ii) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
iii) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del período anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)

El 27 de agosto de 2020, el IASB publicó la Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2) que complementa las modificaciones emitidas en 2019 a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, y además incorpora modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 16. Esta fase final del proyecto se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa como resultado de la reforma.

Las modificaciones se refieren a:

- Cambios en los flujos de efectivo contractuales: una empresa no tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros por efecto de los cambios requeridos por la reforma, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;

- Contabilidad de coberturas: una empresa no tendrá que descontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realice los cambios requeridos por la reforma, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y

- Revelaciones: se requerirá que una empresa divulgue información sobre nuevos riesgos que surjan de la reforma y cómo gestiona la transición a tasas de referencia alternativas.

Estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, y se permite la adopción anticipada. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva, con ciertas excepciones. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIIF 3 "Referencias al Marco Conceptual"

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3, la cual especifica que para pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" o CINIIF 21 "Gravámenes", una adquiriente debería referirse a estas normas, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir del primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIC 16 "Productos Obtenidos antes del Uso Previsto"

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, las cuales prohíben que una Compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la Compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una Compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está "probando si el activo funciona correctamente" cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer período presentado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIC 37 "Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato"

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las Compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre el Grupo son las siguientes:

- **NIIF 9 Instrumentos Financieros:** aclara que a efectos de la prueba del 10% para la baja en cuentas de un pasivo financiero, al determinar las comisiones pagadas netas de las comisiones recibidas, el prestatario sólo se debe considerar las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

  Estas mejoras son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

- **Ejemplos que acompañan a NIIF 16 Arrendamientos:** modificación del ejemplo ilustrativo 13, con el fin de eliminar una posible confusión sobre el tratamiento de los incentivos por arrendamiento. El ejemplo incluía como parte de sus antecedentes un reembolso del arrendador al arrendatario, relacionado con las mejoras de la propiedad arrendada. Dado que el ejemplo no explicaba con suficiente claridad si el reembolso cumplía con la definición de incentivo por arrendamiento, el IASB decidió eliminar del ejemplo ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

La Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generarán impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIC 1 "Clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes"

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 Presentación de Estados Financieros, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

Las enmiendas afectan sólo la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en el estado de situación financiera, no la cantidad u oportunidad de su reconocimiento, así como tampoco las revelaciones relacionadas. Sin embargo, podrían dar lugar a que las empresas reclasifiquen algunos pasivos de corrientes a no corrientes, y viceversa. Esto podría afectar el cumplimiento de los covenants en los contratos de deuda las empresas.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2023. En respuesta a la pandemia de Covid-19, en julio de 2020 el IASB prorrogó en un año su fecha de vigencia, fijada inicialmente para el 1 de enero de 2022, con el fin de proporcionar a las empresas más tiempo para implementar cualquier cambio de clasificación resultante de estas modificaciones. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:
- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 26).

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2020, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presenten los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos. Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

A continuación, se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados:

				al 31.12.2020			al 31.12.2019		
Rut	**Sociedad**	**País**	**Moneda Funcional**	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	**Directo**	**Indirecto**	**Total**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Uruguay S.A. (1)	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa	Colombia	Peso colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

(1) Nuxer Trading S.A. cambió su razón social durante 2020, pasando a denominarse Enel Uruguay S.A.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

2020

- Con fecha 22 de septiembre de 2020, nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A. adquirió el 51% del capital social de la Compañía Luz de Angra Energía S.A., cuyo objeto social es realizar obras y prestar servicios de alumbrado público y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.

- El 22 de octubre se constituyó la sociedad Bogotá ZE SAS, participada 100% por nuestra subsidiaria Enel X Colombia S.A.S.. La nueva Sociedad tiene como objeto principal realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior.

2019

- Durante el primer trimestre de 2019, se constituyó la subsidiaria Enel X Perú S.A.C., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquella.

- En septiembre de 2019, se constituyó la Compañía Enel Tecnología de Redes S.A., propiedad 100% de Enel Brasil S.A., cuyo objeto es el planeamiento, desarrollo y ejecución de actividades de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía, así como también la comercialización de equipamiento para la distribución, medición y control de la energía.

- En octubre de 2019, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la Compañía Enel Trading Brasil S.A., Compañía constituida por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. con un 100% de participación, la cual tiene por objeto social el desarrollo de actividades de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras Compañías.

- Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Brasil Investimento Sudeste S.A. se fusionó con Enel Distribución Sao Paulo S.A., siendo esta última la continuadora legal.

- El 27 de noviembre de 2019, se informa al mercado que nuestra filial Enel Brasil S.A., en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones presentada sobre la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo S.A. adquirió 2.959.302 acciones, equivalentes al 1,5% del total de acciones de la empresa, por un monto de BRL146,2 millones (aproximadamente US$35,2 millones). Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 Enel Distribución Sao Paulo S.A. procedió al rescate de las remanentes 5.174.050 acciones, que representaban el 2,62% del total de acciones, pagando un monto de BRL256 millones (aproximadamente US$62 millones). Mediante estas operaciones, Enel Brasil S.A. pasó a controlar el 100% de las acciones de Enel Distribución Sao Paulo S.A..

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas Compañías tienen la consideración de "sociedades subsidiarias" ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

				al 31.12.2020			al 31.12.2019		
Rut	**Sociedad**	**País**	**Moneda Funcional**	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	**Directo**	**Indirecto**	**Total**
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (*)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martin (*)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

(*) Ver nota 14.1

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

   Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

   Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

   En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

   Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Américas es el Dólar Estadounidense (US$).

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares americanos, ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del Dólar Estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.2).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del período (ARS/US$), de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los ejercicios reportados son:

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a diciembre de 2019	53,64%
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS$ 668.693 fueron atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la Nota 33.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras, se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

	al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2018
Moneda	**Cierre**	**Medio**	**Cierre**	**Medio**	**Medio**
Peso argentino	84,15	84,07	59,89	59,88	37,67
Real brasileño	5,20	5,16	4,03	3,94	3,65
Sol peruano	3,62	3,50	3,32	3,34	3,28
Peso colombiano	3.432,50	3.693,52	3.277,14	3.281,39	2.952,39

Nota 3. Criterios contables aplicados

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2).

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.
Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	**Intervalo de años de vida útil estimada**
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las Compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	67 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	3 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	67 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	67 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	11 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (**)	Brasil	2000	22 años	1,6 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (**)	Brasil	2002	20 años	1,6 años

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) vence el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión de la misma ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). No obstante, se vienen realizando gestiones para poder lograr una extensión temporal.

(**) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permite a Enel CIEN continuar operando la línea Garabi I después del fin de la concesión, ocurrido el 20 de junio de 2020, homologando su plazo de vigencia con la concesión de la línea Garabi II, hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2021 se realizará una nueva licitación para la operación de ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN tiene la posibilidad de participar. En caso de que la concesión no se renueve, Enel CIEN recuperará el valor en libros de los activos subyacentes.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipo, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios. Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 9).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	6 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	24 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	27 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	8 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 8).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 8).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

d.3) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, fueron las que a continuación se detallan:

		31-12-2020		31-12-2019	
País	**Moneda**	**Mín.**	**Máx.**	**Mín.**	**Máx.**
Argentina	Peso argentino	10,1%	12,8	6,7%	6,7%
Brasil	Real brasileño	3,5%	3,5%	3,8%	3,8%
Perú	Sol peruano	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, fueron las siguientes:

		31-12-2020		31-12-2019	
País	**Moneda**	**Mín.**	**Máx.**	**Mín.**	**Máx.**
Argentina	Peso argentino	35,8%	63,4%	24,7%	50,6%
Brasil	Real brasileño	9,6%	40,2%	10,1%	23,4%
Perú	Sol peruano	7,4%	11,1%	7,8%	12,9%
Colombia	Peso colombiano	8,7%	10,5%	8,7%	11,8%

El enfoque utilizado por la Compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las Compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.

- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la Compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el período proyectado.

- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.

- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.

- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.

- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la Compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2020, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2019, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el ejercicio 2020 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período, con excepción de los efectos generados por la pandemia de COVID-19.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en períodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la Compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos, es la tasa de interés que la Compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones especificas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse

para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la Compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del período, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

  En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

    Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:
    PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.
    LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
    EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

  - Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por

cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento, se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios descritos en la Nota 3.f.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- **Coberturas de flujos de efectivo:** los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.

- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.q).

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

Las Sociedades clasificadas como "Asociadas y Negocios Conjuntos" (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados son valorizadas por este método.

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;

- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de efectivo, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la Compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

  Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 28, y Anexo 2.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la Compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de

control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la Compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

Nota 4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

I. Marco regulatorio:

a) Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. En este contexto durante los siguientes años, hasta que el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada. La citada Resolución definió también, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible son centralizados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad CAMMESA.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. Dicha Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período de verano e invierno (se pueden hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

El miércoles 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

El 28 de febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

El día 12 de septiembre de 2019 se firmó un Acuerdo entre Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, Enel Trading y CAMMESA, que establece que no existen temas pendientes a reclamar sobre los Contratos de Disponibilidad y otros contratos de financiamiento. Dicho acuerdo les otorga a las citadas empresas del grupo los siguientes beneficios: Para Costanera se eliminó el Riesgo de Multas, contingencias por intereses y la renuncia a cobrar tarifa futura (prevista en los Contratos). Por su parte permite cobrar a Enel Generación El Chocón y Enel Trading créditos pendientes de cobro (cedidos a Costanera en la operación).

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución 2018-70-APN-SGE permitía a las Compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó la Resolución SE N° 31/2020 de la Secretaría de Energía la cual reemplaza a la Resolución SRRyME N°1/2019 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La misma pesificó los precios de la remuneración al tipo de cambio ARS 60 = 1 USD y estableció actualización de los valores en Pesos Argentinos. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala según su disponibilidad real, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. CAMMESA habilitará al generador térmico a declarar hasta 30 días antes del inicio de cada período trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por período verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

Mediante el Decreto 732 del 4 de septiembre de 2020, la Secretaría de Energía pasó a depender del Ministerio de Economía.

Energías Renovables No Convencionales

En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables. La nueva regulación pospuso para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y estableció como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley también crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

Revisiones Tarifarias

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de ARS14.539.836.941.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La normativa también fijó la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

El día 1 de diciembre de 2017 mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance. De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 ARS/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo (Activo y Pasivo Regulatorio) y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a ≈ 2.700 ARS/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a ≈1400 $/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex-post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.

El 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue EDESUR por dicho concepto.

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 US$/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en

agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CAMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

Con fecha 1 de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del Cuadro Tarifario, con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior del 1 de febrero de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el Precio Estabilizado de la Energía y el Precio de Referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del FNEE que pasó de 15.5$/MWh a 80 $/MWh, en tanto, el costo del Transporte en AT no tuvo cambios. La segunda resolución (res. 26/2019) aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución, con vigencia a partir del mismo período que la primera (febrero 2019), estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1 de marzo de 2019.

En relación a la Tarifa Social que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del 1 de enero de 2019, la Tarifa Social. Tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso de continuar con la modalidad vigente. Por lo cual el ENRE instruye a EDESUR a mantener la aplicación de la Tarifa Social, incluyendo los Topes.

El día jueves 2 de mayo de 2019 se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del Precio Estacional correspondiente a mayo-julio 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos. Su aplicación es con vigencia a partir de los consumos del 1 de mayo de 2019.

El día 18 de julio de 2019 mediante la resolución 189/19 el ENRE terminó de reglamentar todo lo referente a la normativa a aplicar a los Usuarios-Generadores o "Prosumidores" (Generación Distribuida). Los aspectos más relevantes de la mismas son:

- La aprobación de las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET).
- El encuadramiento de los Usuarios-Generadores de la categoría T1 de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida o demandada y la inyectada.
- Y que para los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3 la Potencia a Facturar por el Servicio de Distribución será la máxima entre la potencia consumida y la inyectada.

Es de destacar que todo el conjunto de reglamentaciones emitidas desde la Ley 27.424 (de Fomento a la Generación Distribuida) hasta las resoluciones ENRE 111/19 y 189/19 materializando la posición de Regulación Argentina para el resguardo de la Remuneración de EDESUR.

El día 19 de septiembre de 2019 Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruyó al ENRE para que, durante el período semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho período para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el período del 1 de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1 de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1 de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. Comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.

El día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente en carácter extraordinario por

un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°), el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley N° 27.467 (Artículo 7°).

El día viernes 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a EDESUR a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

Con fecha 17 de marzo de 2020 mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional N° 277/2020 se nombró un interventor del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020. Conjuntamente con la realización de una Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica sobre la gestión anterior debiendo aportar información y/o documentación al PEN, proponer acciones y medidas que estime que se deban adoptar.

El día 25 de marzo mediante el DNU 311/2020 el Poder Ejecutivo Nacional estableció limitaciones a la posibilidad de efectuar suspensiones de servicios básicos (180 días corridos) incluyendo los usuarios con aviso de corte en curso. Siendo de destacar, que merced a nuestra gestión, en especial a través de ADEERA, se consiguió por un lado que el universo alcanzado quede restringido, y por el otro en un hecho inédito en medidas de este tipo es que alcance a la telefonía, internet y televisión por cable. Si bien desde el punto de vista mediático el mismo será comunicado sin las aclaraciones del caso por parte de las autoridades, la letra chica del mismo restringe el universo de usuarios a los que actualmente se encuentran con TARIFA SOCIAL o a aquellos reciben algún tipo de bonificación o subsidio particular (Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio, etc.).

El día 18 de junio, y previo al cumplimiento del plazo de 180 días establecido por el Artículo 5° de la Ley 27541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, EDESUR en forma proactiva mediante su nota Ger. Gen 55 envió al ENRE, sin que esto significase consentimiento en cuanto a su jurisdicción, un "Informe" conteniendo un análisis detallado sobre la evolución de la Revisión Tarifaria Integral definida bajo los alcances de la Resolución ENRE N° 64/17 considerando también su comparación con lo efectivamente sucedido desde la entrada en vigencia de la misma en fecha 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2020. Para que el mismo sirva como parte de la Revisión Tarifaria Extraordinaria instituida por dicha ley. El mismo fue acompañado por el pertinente reclamo de actualización tarifaria correspondiente. Y en simultaneo fueron emitidas notas, y copias, tanto a los poderes concedentes (CABA y PBA) como a la Secretaría de Energía, distintos municipios del área de concesión y a los respectivos defensores del pueblo Finalmente, y en forma prácticamente simultánea, en día 19 de junio se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543 el cual establece, en primer lugar, la prórroga por 180 días corridos pasando a ser la nueva fecha límite para esta revisión pasa a ser 17 de diciembre de 2020. En segundo lugar, procede a ampliar los beneficios establecidos por DNU 311/20 (restricciones a las suspensiones de suministro) en caso de mora o falta de pago de los usuarios de hasta 6 facturas consecutivas o alternas (anteriormente 3), cuyos vencimientos operen desde el 1° de marzo de 2020.

En pos de avanzar hacia una solución que permita regularizar las deudas que mantienen las autoridades de la Provincia de Buenos Aires y del Estado Nacional en relación a los suministros de los Barrios Carenciados, el día 8 de agosto de 2020 autoridades de EDESUR se reunieron con el Gobernador de la Provincia de Buenos Aires. La propuesta acercada por EDESUR consiste en un procedimiento acordado que le garantice al Gobierno de la Provincia de Buenos Aires que los fondos que se reciban en dicho concepto serán usados por EDESUR exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura eléctrica en dicha Provincia.

El día 21 de septiembre se publicó el Decreto 756 el cual amplía los beneficios de los DNU 311/2020 y 543/2020 en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020 para los clientes vulnerables (anteriormente 3 y luego 6); y prorroga su lapso de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2020.

El día 1 de diciembre de 2020 fue designada la abogada María Soledad MANIN (D.N.I. N° 28.447.869), como INTERVENTORA del ENRE a partir del 11 de noviembre de 2020 en las condiciones y según el plazo dispuesto en el artículo 1° del Decreto N° 277 del 16 de marzo de 2020. Cuyos puntos fundamentales resumo a continuación.

El día de 17 de diciembre de 2020 el Poder Ejecutivo Nación emitió el DNU 1020, el cual prorroga por un plazo de máximo de 90 días el congelamiento tarifario, o hasta que entre en vigencia el cuadro tarifario que responda a un Acuerdo de Transición, lo

que ocurra primero. Da inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final sea un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años. Dicha negociación recae exclusivamente en los entes reguladores. Autoriza a los reguladores a fijar tarifas de transición y posibilidad de segmentar las categorías tarifarias. Y con el fin de poder cumplimentar lo anterior el DNU asigna facultades a los entes (ENRE y ENARGAS). Entre ellas, y adicionalmente a las requeridas por los procesos de renegociación, la capacidad de realizar transacciones y/o conciliaciones, compensaciones, etc..

El día 27 de diciembre de 2020 autorizados del Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, el ENRE y las empresas EDENOR y EDESUR firmaron un acuerdo por el cual se instrumentará el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico.

b) Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y Transmisión, como así también los criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 2.000 kW * si compran energía de cualquier fuente o 500 kW si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC") (*este límite cambió para 2.500 kW a partir del 1° de julio de 2019, para 2.000 kW a partir del 1° de enero de 2020 y cambiará para 1.500 kW, 1.000kW y 500kW respectivamente a partir del 1° de enero de 2021, 2022 y 2023).

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos y/o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes (15 de marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22 de abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 4 de julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22 de octubre para Enel Distribución Goiás). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores ("CVA", por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias

para compensar los déficits del año anterior. Estos activos regulatorios (CVA´s y otros) son parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 3.d.1).

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Para cubrir el sobrecosto de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Los pagos en la cuenta ACR finalizaron en septiembre de 2019, y el saldo restante del fondo se acreditó a los distribuidores en octubre de 2019.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado "Banderas Tarifarias" que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde.

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores adicionales de las banderas han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación. Los valores actualmente practicados (desde noviembre de 2019) de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: BRL 1,343 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL 4,169 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL 6,243 por100 (kWh)

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico.

Subastas de energía

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, el Gobierno brasileño realiza varias subastas cada año.

En vista a las medidas para combatir el coronavirus, las Subastas 2020 se pospusieron aún sin fecha futura definida, basado en la Ordenanza del Ministerio de Minas y Energía n°134/2020.

Exportación de energía

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (CDSA) ha sido autorizada el 2 de junio de 2020 para exportar electricidad a Argentina y Uruguay, según la Ordenanza MME n° 226/2020. La autorización permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

Comercialización de energía

El 17 de abril de 2020, Enel Trading Brasil S.A. (Enel Trading) una Compañía del Grupo constituida para la venta de energía, fue autorizada para actuar como Agente de Comercialización de Energía Eléctrica en Brasil.

Generación Distribuida

Aspectos generales

La Resolución Normativa REN 482/2012 y su revisión realizada en 2015 reglamentó la conexión de los sistemas de generación distribuida a los consumidores conectados a la red de distribución, así como el Sistema de Compensación de Electricidad ("SCEE"), en que la energía inyectada por los sistemas de Generación Distribuida es compensada en la factura de energía del consumidor con este sistema. Dicha situación creó un gran incentivo para las inversiones en Generación Distribuida, pues aumentó la participación de mercado de las empresas que crearon productos para la venta a los consumidores.

Definiciones de Generación Distribuida

Para la generación distribuida se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada. Son denominadas de micro-generación distribuidas las plantas con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida las plantas con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectadas a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. La reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan: (i) entrado en operación comercial; (ii) tenido su energía eléctrica alguna concesionaria o permisionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

Revisiones, Reajustes Tarifarios y otros

El Sistema de Compensación de Electricidad, establecido por la Resolución Normativa 482/12 presenta distorsiones a la remuneración de la infraestructura de distribución y transmisión, así como a los cargos, por parte de los consumidores que tienen un sistema de Generación Distribuida. Estas distorsiones afectan a la remuneración de la inversión de los distribuidores y también la tarifa energética de otros consumidores del área de concesión, que no tienen generación distribuida instalada. Se prevé, para el año de 2021, una revisión de la reglamentación, con cambios en los incentivos vigentes.

Revisión Tarifaria Enel Distribución Rio (2018)

En 13 de marzo de 2018, ANEEL homologó el resultado provisional de la revisión tarifaria de Enel Distribución Río, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública N°078/2017. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04%, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (2018)

En 17 de abril de 2018, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22 de abril de 2018. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Enel CIEN (2018)

La resolución N° 2408, de 22 de octubre de 2018, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP). Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 172.667.795,35 y PA ajustado: BRL – 6.579.727,76) y Garabi II (RAP: BRL 179.367.079,58 y PA ajustado: BRL - 6.834.803,35).

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2018)

El 4 de julio de 2018, ANEEL homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%.

Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A. (2018)

El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de abril de 2018. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Enel Generación Fortaleza

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (CGTF), planta térmica movida a gas natural, tuvo controversia con Petrobras, suministrador de gas de la planta, haya visto la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina y aseguró su suministro de combustible bajo decisiones liminares de la justicia, hasta que en 31 de agosto de 2020 CGTF y Petrobras de mutuo acuerdo solicitaran el retiro de los procesos judiciales, sin prejuicio de la manutención del Contrato. Esperamos tener nos procesos finalizados brevemente.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo

El mercado brasileño a corto plazo está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antonio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no administrables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R$ 8 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

Después de la publicación de la Ley 14.052/2020, el 8 de septiembre de 2020, que establece nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico, la ANEEL abrió una consulta pública para regular la compensación de los riesgos no hidrológicos asumidos por las centrales hidráulicas durante el período de 2013 hasta el momento. El plazo de aportes finaliza el 23 de octubre de 2020 y, luego de la publicación de una Resolución Normativa, los agentes conocerán la compensación económica individual por planta y el respectivo plazo de prórroga de su concesión, limitado a 7 años. En posesión de esta información, sujeto a la renuncia de los procesos judiciales y al pago de sus deudas hasta ahora sostenidas por medidas cautelares, los agentes podrán celebrar el contrato con ANEEL dentro de los 60 días posteriores al conocimiento de los resultados.

Después de la publicación de la Ley 14.052 de 2020, el 8 de septiembre, que establece nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico, el 1 de diciembre ANEEL publicó la Resolución Normativa 895/2020 (REN 895/2020) para regular la compensación de riesgos no hidrológicos asumido por centrales hidroeléctricas desde 2013 hasta la actualidad. Como próximos pasos, dentro de los 90 días posteriores a la REN 895/2020, la CCEE deberá publicar la compensación económica por planta y el plazo respectivo de extensión de su concesión, limitado a 7 años, y los agentes tendrán más de 60 días para firmar el acuerdo. renunciando a los procesos judiciales. Este acuerdo resolverá el impasse de los generadores hidráulicos en los tribunales y restablecerá la liquidez en el mercado brasileño en el corto plazo.

Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, ordena que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses.

Reajuste tarifario Enel Distribución Rio (2019)

La Revisión tarifaria de Enel Rio fue aprobada, en carácter provisional, el 13 de marzo de 2018, conforme Resolución Homologatoria N°2.377, cuando las tarifas fueron reposicionadas en el 21,04%. En ese momento, quedaron provisionales los valores de Base de Remuneración Regulatoria - BRR y la trayectoria de pérdidas no técnicas, de 2019 a 2022. El cálculo definitivo ocurrió en el Reajuste Tarifario de 2019. En el cálculo de la base de remuneración, se sumaron BRL20.052.539,92 a la Parcela B y la diferencia entre lo aprobado en 2018 y el valor definitivo de 2019 resultó en BRL21.819.141,88, a precio de marzo de 2019, incluidos como ítem financieros en el Reajuste Tarifario de 2019.

En el caso de las pérdidas no técnicas se definieron los siguientes valores: 19,80% (2019), 19,39% (2020), 18,98% (2021) y 18,57% (2022).

El reajuste tarifario de Enel Distribución Rio fue homologado por ANEEL en el 12 de marzo de 2019, con un efecto promedio percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,72% para los consumidores de baja tensión y del 9,65% para los clientes de media y alta tensión. Este reajuste tuvo validez de 15 de marzo de 2019 hasta 31 de marzo de 2019.

ANEEL autoriza a CCEE a concluir acuerdo con bancos para pago de cuenta ACR

ANNEL autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir un acuerdo con un grupo de ocho bancos para anticipar la aprobación de la gestión de la llamada Cuenta-ACR, que fue un mecanismo de transferencia de recursos a las distribuidoras para cubrir los costos con exposición involuntaria en el mercado a corto plazo y el despacho de termoeléctricas entre febrero y diciembre de 2014. La medida va a retirar R $ 8,4 mil millones de las tarifas de energía eléctrica hasta 2020 y permitir una atenuación media de los reajustes de las tarifas del 3,7% en 2019 y del 1,2% en 2020.

ANEEL incorporó los efectos del acuerdo a las tarifas de las empresas que tuvieron los reajustes definidos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 por medio de una revisión tarifaria extraordinaria, caso de Enel Distribución Rio.

Revisión Extraordinaria de tarifa Enel Distribución Rio (2019)

La revisión extraordinaria del Directorio de ANEEL del 20 de marzo de 2019, autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta-ACR para septiembre de 2019. Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Distribución Rio que pasó a ser del 7,59% (promedio para todos los consumidores), siendo que para los consumidores de baja tensión alteró el aumento de 9,72% a 7,49% y para los clientes de media y alta tensión el índice aprobado pasa de 9,65% a 7,89%. La revisión se aplicó del día 1 de abril de 2019 hasta 14 de marzo de 2020.

Revisión de tarifa Enel Distribución Ceará (2019)

El 18 de abril de 2019, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 2019. El resultado lleva a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, que es de 7,87% para consumidores conectados en alta tensión y 8,35% para consumidores conectados a baja tensión. Se corrigió el componente T del factor X para 1,17%, pérdidas técnicas de 9,52% en energía inyectada y pérdidas no técnicas de 7,56% en el mercado de BT.

Reajuste Enel CIEN (2019)

La resolución N°2.565, de 25 de junio de 2019, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP), resultando los valores para Enel CIEN: Garabi I (RAP: BRL 180.711.108,53 y PA: BRL -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL187.722.462,73 y PA: BRL -6.662.275,47).

Cabe señalar que Enel Cien debería haber tenido una revisión tarifaria en 2019, pero el regulador pospuso este proceso hasta 2020, y sus efectos fueron considerados en el respectivo reajuste de 2020.

Resolución Normativa ANEEL Nº 853/2019

El 16 de agosto de 2019, ANEEL estableció las disposiciones relativas a la calidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, asociadas con la disponibilidad y capacidad operativa de las Funciones de Transmisión de Transmisión - Convertidor FT; estas nuevas reglas entran en vigor el 1 de enero de 2020.

Revisión Tarifaria Enel Distribución São Paulo (2019)

El 2 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Sao Paulo, a partir del 4 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública Nº011/2019. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo de 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de 6,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En la Revisión fueron definidos parámetros que regirán por 4 años, hasta la próxima revisión en 2023. Tales parámetros son: pérdidas técnicas y no-técnicas (comerciales), RAB, costes operacionales, bad debt y Factor X (de productividad y de trayectoria de costes operacionales regulatorios).

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2019)

El 22 de octubre de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2019. El efecto promedio que percibirán los consumidores es -3,90% y consistió en (i) ajuste económico de -4,42%, con -5,18% de Parcela A y + 0,76% del Parcela B y (ii) componentes financieros de + 6,25%. Descontando los componentes financieros considerados en el último proceso tarifario del 5,73%.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de -3,90 %, siendo de -2,89% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de -4,32% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Rio (2020)

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2020. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +2,71 %, siendo de +3,38% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +2,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario para Enel distribución Ceará 2020

El 14 de abril de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Ceará, con efecto medio de 3,94% para los consumidores finales. El regulador pospuso los aumentos de tarifas para los próximos tres meses, reaccionando a la emergencia económica creada por la crisis COVID-19 y con el objetivo de proteger a los clientes cautivos. Las tarifas permanecieron congeladas hasta el 30 de junio de 2020 y fueron el 1 de julio de 2020.

Cabe señalar que la pérdida de ingresos debido a la no aplicación de las nuevas tarifas en el período mencionado se compensará con el aplazamiento del pago de las cuotas del CDE, para las competencias de mayo, junio y julio de 2020. Dichos pagos serán debidamente ajustados por la tasa Selic y recompuestos al fondo del CDE por Enel Ceará en hasta 5 cuotas iguales a partir de agosto de 2020. En tanto, la diferencia en los ingresos de la tarifa aprobada y la tarifa extendida será ajustada por el mercado que ocurra hasta el 30 de junio de 2020 y considerada en el proceso tarifario posterior.

Designación CIEN

En 19 de junio el Ministerio de Minas y Energía publicó ordenanza no. 255, la cual define por la designación oficial a Enel CIEN para continuar operando las instalaciones de Garabi 1 hasta que se designe un nuevo operador a través del proceso de licitación, probablemente a partir de AGO/22. Hasta referida fecha, Enel CIEN recibirá ingresos anuales (RAP) calculados con bases en los criterios y la metodología actuales.

Revisión Tarifaria Enel Cien (2019)

Por medio de la resolución Homologatoria 2700, del 23 de junio de 2020, ANEEL aprobó el resultado final de la revisión tarifaria de Enel Cien, referente a 2019, que se pospuso para 2020. Los nuevos ingresos anuales permitidos entraran en vigencia retroactivamente a partir del 1 de julio de 2019 y sus efectos fueron considerados en el reajuste tarifario de 2020.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 145.870.451,38) y Garabi II (RAP: BRL 175.884.264,79).

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2020):

El 30 de junio de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Distribución São Paulo, con efecto medio de 4,23% para los consumidores finales, siendo del 6,00% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 3,58% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Cabe mencionar que el reajuste ya consideró los efectos debido a la anticipación de la cuenta COVID-19, reduciendo así un mayor aumento de tarifas para el consumidor, que sin ese recurso sería de 12,22%.

Reajuste Tarifario Enel CIEN (2020)

La resolución N°2.725, de 14 de julio de 2020, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 148.620.461,29 y PA: BRL -34.591.321,34) y Garabi II (RAP: BRL 179.251.086,59 y PA: BRL -12.198.352,85).

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2020)

El 20 de octubre de 2020, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2020.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +4,28%, siendo de +6,63% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +3,36% para los conectados en Baja Tensión - BT.

La ANEEL consideró un ajuste financiero negativo, -7,84%, debido a los montos recibidos en la Cuenta COVID-19.

Resolución Normativa ANEEL N° 874/2020

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó la nueva metodología para el cálculo y la periodicidad de la actualización de la tasa de remuneración del capital regulatorio (WACC), que será actualizada y publicada anualmente por ANEEL utilizada para revisar la tarifa o los ingresos de los distribuidores, transmisores y generadores de energía eléctrica. Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goias, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará conocerán la WACC que se aplicará para su próxima revisión tarifaria solo en 2023. Cabe señalar que ANEEL también definió la WACC para los transmisores que deberían tener su Revisión Tarifaria en 2019 pero se pospusieron para 2020 (caso de Enel Cien).

Resolución Normativa ANEEL n° 877/2020

ANEEL aprobó el 17 de marzo de 2020 la revisión metodológica del Factor Xp, asociado a la productividad (componente de Pd), aplicable a los distribuidores a partir del 1 de abril de 2020. El propósito de la nueva metodología es reflejar la historia reciente de ganancias de productividad y las variaciones cíclicas del mercado.

Para las empresas cuyos contratos de concesión no se han extendido, el valor del Factor Xp se define en la revisión de tarifas, quedando fijado en posteriores ajustes tarifarios, entonces, para Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará, el

ajuste del factor Xp solo se aplicará en 2023. En el caso de distribuidores con un nuevo contrato (Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Rio), el valor del componente se calcula en los ajustes tarifarios anuales, basados en datos actuales.

Resolución Normativa ANEEL n° 878/2020

Estableció, durante 90 días (desde el 24 de marzo de 2020), medidas para preservar la prestación del servicio público de distribución de electricidad debido a la emergencia pública relacionada con la pandemia de COVID-19, entre las cuales se encuentran: prohibir la suspensión del suministro de acuerdo a unidades de consumo – clientes residenciales de áreas urbanas y rurales -, permitir la suspensión de la entrega de la factura mensual impresa a los consumidores, reemplazándola por facturas electrónicas o con códigos de barras, priorizar servicios de emergencia y aquellos destinados a atender servicios esenciales, entre otras varias medidas, para contribuir a las acciones de aislamiento social y priorizar el suministro de energía eléctrica continuo y confiable.

Fue enmendada el 21 de julio de 2020 mediante la Resolución Normativa 891/2020, que extendió su plazo hasta 31 de diciembre de 2020 y redujo la prohibición de suspensión de suministro a consumidores en la subclase residencial de bajos ingresos.

Medida Provisional No. 950/2020 del Gobierno Federal

Aumentar al 100% el descuento de los consumidores de la Tarifa Social con una facturación de hasta 220 KW / mes, destinando recursos de CDE para esta cobertura, así como permitir que los recursos financieros sean tomados por CDE para hacer frente a los impactos en el sector eléctrico resultantes de la pandemia de COVID-19.

Despacho ANEEL N° 986/2020

La diferencia de precios Spot en 2019 llevó CCEE a un monto de R$ 2 mil millones. En 7 de abril, ANEEL aprobó el traspaso de este diferencial a los consumidores libres (BRL 500 mil millones) y las distribuidoras (BRL 1,4 mil millones) para costos futuros de cargos de servicios ancilares y restricciones de operación.

Reducción Cargos de Transmisión

Como medida para proporcionar liquidez al Sector Eléctrico debido a los efectos de la COVID-19, el 20 de abril de 2020 ANEEL aprobó la anticipación de los efectos financieros de la Parcela de Ajuste para los meses de abril, mayo y junio de 2020. El efecto inmediato es de BRL 144 millones en descuentos en los cargos por el uso del sistema de transmisión por las distribuidoras (90%) y los consumidores libres (10%), con descuentos similares en los meses de mayo y junio.

Decreto N° 10.350/2020

El 18 de mayo de 2020, el gobierno publicó Decreto que reglamentó la cuenta COVID-19, préstamo de rescate del sector a empresas de distribución en respuesta a la pandemia COVID-19. La cuenta COVID-19 consiste en un préstamo obtenido de un grupo de bancos públicos y privados, destinado a preservar la liquidez de las empresas del sector y, al mismo tiempo, aliviar los impactos de la crisis por parte de los consumidores. Estos valores posteriormente se incluirán en los reajustes tarifarios de 2021, y permanecerán en las tarifas por 5 años hasta que el préstamo esté totalmente amortizado.

Despacho ANEEL N° 1.511/2020

Debido a la pandemia de covid-19, ANEEL en 1 de junio de 2020 suspendió, de manera excepcional y temporal, la aplicación del sistema de Banderas Tarifarias, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Resolución Normativa ANEEL N° 885/2020

Publicada el 23 de junio de 2020, la resolución normativa N° 885/220 estableció (i) la estructura de costos de la cuenta COVID-19, (ii) las condiciones para la transferencia de fondos, (iii) la forma en que se administra la cuenta, (iv) la estructura de

cargos para la amortización de las operaciones financieras, (v) la liquidación de operaciones de crédito, (vi) cláusulas del plazo de aceptación de las disposiciones del decreto y (vii) límites en la recaudación de fondos por parte de las Distribuidoras, por un monto total de BRL 16 mil millones.

Resolución Normativa ANEEL N° 888/2020

Publicada el 9 de julio de 2020, la resolución normativa N° 888/2020 regula las condiciones de suministro de electricidad para el servicio de alumbrado público. Los distribuidores de electricidad ya no podrán cobrar por la recaudación del impuesto municipal (COSIP) después de la próxima revisión tarifaria. Hasta entonces, el cargo está limitado al 1%.

Medida Provisional N° 998/2020 del Gobierno Federal

El Gobierno Federal firmó el 1 de septiembre Medida Provisional con medidas especiales con el objetivo de reducir las tarifas en el período de la pandemia y también en el mediano y largo plazo. La medida tiene vigencia por 120 días, cuando pierde sus efectos.

Después de un extenso debate político y regulatorio, en 4 de febrero, la MP 998 fue aprobada en el Senado Federal y sigue para aprobación presidencial, en el formato de Ley. Enel contribuyó fuertemente al trabajo de definición de esta ley, con el fin de garantizar impactos positivos para el grupo, mitigando problemas y riesgos presentes en las formulaciones iniciales. El texto aprobado incluye (i) mecanismo de contratación de capacidad; (ii) el retiro de incentivos a las renovables a partir de los 12 meses posteriores a la publicación de la ley; (iii) la aprobación de utilización de fondos que se utilizarán para contener los incrementos en la tarifa de Distribución; (iv) instrucción para el desarrollo de mecanismos competitivos que permitan las Distribuidora a deshacerse del excedente de energía; (v) definición de un tipo especial de comercializador para representar a los pequeños consumidores libres en el mercado libre, con posibilidad de suspensión de la oferta por incumplimiento de pago. Se espera que la Ley sea sancionada sin vetos hasta fines de febrero.

Despachos ANEEL N° 2177/20, 2353/20, 2640/20, 2.914/20, 3.197/20 y 3.490/20

Fijaron los valores de los recursos de la Cuenta Covid transferidos a las concesionarias de distribución, recibidos desde julio hasta diciembre de 2020.

Despacho ANEEL n° 3.364/2020

Ante condiciones hidro energéticas adversas, el 30 de noviembre de 2020, ANEEL decidió revocar el Despacho n° 1.511/2020 y reactivó el sistema de banderas tarifarias, el cual volvió a su vigencia a partir del 1 de diciembre de 2020

Energías Renovables No Convencionales

ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.

Revisiones Tarifarias

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo cada 4 años y en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales ("RTO"); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, ("IRT"); y (iii) Revisiones extraordinarias ("RTE"), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

Las últimas revisiones tarifarias de las distribuidoras de Enel fueran realizadas en 2018 (Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás) y 2019 (Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo). Las próximas revisiones de las distribuidoras de Enel se realizarán en 2023.

c) Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado "Bolsa de Energía", que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Energía Firme del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Se crea la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.", que busca, además, promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

A raíz de la coyuntura mundial y nacional ocasionada por la pandemia COVID-19, en marzo de 2020 el Gobierno Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional y ordenó el aislamiento preventivo obligatorio de todos los habitantes del territorio; estas medidas han generado la expedición de diferentes normas y regulación transitoria por parte del MME, la CREG y la SSPD entre otras, que buscan garantizar la continua prestación de los servicios públicos domiciliarios, la estabilidad en su prestación y mitigar los efectos económicos y sociales en el sectores de energía eléctrica y gas natural.

El Gobierno Nacional ha publicado los documentos finales con los análisis y propuestas de la "Misión de Transformación Energética", que se constituirá en hoja de ruta del sector, como guía de las principales transformaciones que se adoptarán a futuro. Las recomendaciones de la Misión se socializaron y fueron puestas a disposición de los agentes del sector para revisión y comentarios, estos fueron enviados en el mes de febrero del 2020.

Energías Renovables No Convencionales

En 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. La reglamentación expedida por la CREG se ha orientado a permitir la participación de las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE) en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, así mismo se ha fomentado regulatoriamente la participación de la demanda por medio de la autogeneración a gran y pequeña escala.

De esta forma, con el objetivo de contar con una matriz de generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se promueve la competencia en el sector, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Energía y Gas (CREG) han realizado una serie de ajustes a la reglamentación de la subasta, definiendo una subasta con participación voluntaria, exclusiva para proyectos nuevos de FNCER, de dos puntas, de sobre cerrado, con precio techo y cuyo producto es un contrato tipo pague lo contratado, a 15 años en COP/kWh y con fecha de inicio a partir del 1 de enero de 2022.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad". Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un período no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

Revisiones Tarifarias

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo período tarifario, en la que se determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio. Finalmente, en diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 189 de 2019: que aprueba las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CODENSA.

En septiembre de 2018 la Comisión publicó la Resolución CREG 114, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

En febrero de 2019, la CREG publicó la Resolución CREG 015, que modifica a la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica (siendo de 11.79% para el año 2019, 11.64% para el año 2020, 11,50% para el año 2021 y 11,36 del año 2022 en adelante), que responde a la metodología anteriormente mencionada.

En mayo de 2019, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40459. Esta nueva regulación del Ministerio revisa los lineamientos de política pública sobre Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI), en el servicio público de energía eléctrica.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, donde dio los siguientes lineamientos:

- Se prorrogan los subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Se crea un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio: i) sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al Fondo Empresarial en el territorio nacional ($4 COP por kilovatio hora); y ii) contribución adicional de 1% a la SSPD regulada en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994.
- Se modifica la Ley 143 de 1994 para ampliar la restricción de integración vertical y restringir la integración a través de grupos empresariales.
- En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de lo anteriormente mencionado.

En septiembre de 2019, la SSPD público el reglamento de la sobretasa nacional de 4 $/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de la SSPD, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre y será retroactiva a julio y su recaudo se considera un ingreso de terceros.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 129 de 2019; establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación que suscriban contratos resultantes de la subasta de la que trata la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó el proyecto de Resolución CREG 155 de 2019, que contiene las bases conceptuales para la remuneración de la actividad de comercialización.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 198 de 2019, por la cual prorroga la aplicación de los subsidios a los usuarios de estrato 1 y 2.

El 17 de marzo de 2020, el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica en todo el territorio nacional, con el fin de conjurar la grave calamidad pública que afecta el país por causa del nuevo coronavirus COVID-19, y se ha venido extendido, la última fecha va hasta el 28 de febrero de 2021.

El 24 de junio de 2020, la Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020, que aprueba los cargos de distribución de manera definitiva para Enel Codensa. En su aprobación la Comisión resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa a la Resolución CREG 189 de 2019.

En suma, la Comisión en su aprobación definitiva hace la corrección de la Base de Activos, la incorporación de eventos adicionales en el cálculo de indicadores de calidad y la aplicación retroactiva de incentivos por calidad del servicio.

La Corte Constitucional declaró inexequible el artículo 313 de la Ley 1955 de 2019, mediante sentencia C-504, en donde indica que los agentes de recaudo de la sobretasa deben de abstenerse de facturar, cobrar y recaudar la sobretasa en aquellos períodos de facturación inmediatamente siguientes al 3 de diciembre de 2020. No se podrá dar de baja la cartera y se deberá adelantar las gestiones de recaudo para ser girada al fondo empresarial.

La Corte Constitucional declaró inexequible el artículo 18 de la Ley 1955 de 2019, mediante sentencia C-484, lo que implica que, a partir del año 2021, se volverá a liquidar la contribución tanto para la CREG como para la SSPD como se hacían antes, es decir esto implica una disminución de ambas contribuciones.

d) Perú

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano se le conoce como Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES administra las transferencias de potencia y energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley N° 28832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realizará a través de licitaciones o a través de contratos bilaterales (con precio máximo regulado - Tarifa en barra). El mecanismo de contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME), en el cual se incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y los grandes usuarios para atender hasta el 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Los participantes deberán contar con garantías de pago y se incorporan acciones por parte del COES ante el incumplimiento de los mismos.

El Decreto Legislativo N° 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas (para cubrir hasta el 5% de la demanda de energía) con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión.

El Decreto Legislativo N° 1221 modificó la Ley de Concesiones Eléctricas para incluir lo siguiente:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionario de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica.

- La fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) se realizará para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50.000 suministros.

- Se pueden presentar proyectos de innovación tecnológica los que, de ser aprobados por el OSINERGMIN, son remunerados con un monto equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.

- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las principales modificaciones son: se incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones será de la distribuidora y sus costos de inversión y O&M serán considerados en el VAD; se publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

Con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.

- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.

- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. Ley N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832). Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el D. Leg N° 1041, donde se modifica el marco normativo eléctrico para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

La Ley N° 29970 declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. Mediante la Ley N° 30543, publicada el 03 de marzo del 2017 y reglamentada mediante Decreto Supremo N° 022-2017-EM publicado el 16 de agosto del 2017, se elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética (CASE) derivado de la Ley N° 29970.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, la cual incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

Mediante Decreto Supremo N° 033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, entre en vigencia a partir del 1 de enero del 2018.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM) se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los contratos resultantes de licitaciones.

Mediante Decreto Supremo N° 237-2019-EF se aprueba el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, cuyo objetivo es impulsar un crecimiento económico que eleve el bienestar de la población en el mediano plazo. Son 9 objetivos prioritarios dentro de los cuales se encuentra la Sostenibilidad Ambiental (OP9), el cual menciona dentro de sus lineamientos (9.1) la Estrategia de financiamiento de medidas de Cambio Climático y (9.4) la Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad a fin de formular propuestas que garanticen su sostenibilidad y desarrollo. El plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme". Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también del nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019 la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz se determinará considerando la producción de energía en las horas de punta del sistema.

Con fecha 06 de enero del 2021 se publicó la Ley N° 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. Con la entrada en vigencia esta norma, lo que supone la previa aprobación de su reglamento y otras adecuaciones normativas dispuestas por la propia ley, se derogará el contenido de la Ley N° 26876 con excepción de su artículo 13°, el mismo que modifica el artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (relativo a las restricciones de concentración en el sector eléctrico) así como el Decreto de Urgencia N° 013-2019 que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial a partir del 01 marzo de 2021.

Mediante el D.S. N° 044-2020-PCM de fecha 15 de marzo del 2020 y sus normas modificatorias, se declaró el Estado de Emergencia Nacional el cual ha sido prorrogado hasta el 28 de febrero de 2021 ante el brote del Coronavirus en el territorio nacional. Durante dicho período se establecieron distintas medidas de aislamiento social obligatorio y se restringieron, entre otros, los derechos de libertad de reunión y libertad de tránsito. De igual manera, establece que el Estado garantiza el acceso a servicios públicos y bienes y servicios esenciales (fijados en el decreto supremo).

Mediante la Resolución Viceministerial N° 001-2020-MINEM/VME, publicada el 19 de marzo del 2020, se establece que las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica deben: (i) activar sus protocolos de seguridad para salvaguardad a su personal, contratistas o terceros; (ii) priorizar acciones para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y (iii) remitir al OSINERGMIN y MINEM sus Planes de Contingencia para asegurar la continuidad del servicio.

Mediante el D.U. N° 035-2020, publicado el 3 de abril del 2020, se estableció que las empresas distribuidoras podían fraccionar hasta en 24 meses los recibos emitidos en el mes de marzo de 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el estado de emergencia nacional de los usuarios vulnerables (aquellos con consumo de hasta 100 kWh/mes o usuarios de sistemas eléctricos rurales no convencionales abastecidos con suministros fotovoltaico autónomo). El Estado se hace cargo de los intereses compensatorios con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético. Se faculta además a la suspensión de la lectura de medidores y entrega de recibos físicos (se autoriza a entregarlos por medios digitales), a la atención física en los Centros de Atención al Cliente y se autoriza a facturar utilizando el promedio de consumos.

Mediante el D.U. N° 062-2020, publicado el 28 de mayo del 2020, se amplió el rango de clientes que pueden acceder al fraccionamiento de sus facturas del servicio eléctrico a aquellos con un consumo mayor a 100 kWh/mes y menor a 300 kWh/mes. En este caso, la norma establece que el fraccionamiento podrá aplicarse a los recibos del mes de mayo y aquellos que comprendan un consumo durante la vigencia del Estado Emergencia, el interés compensatorio es parcialmente subsidiado por el Estado (de acuerdo al rango de consumo). Además, se amplía la suspensión de las compensaciones por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales hasta por 60 días calendario posteriores a la culminación del Estado de Emergencia.

Mediante el D.U. N° 074-2020, publicado el 27 de junio del 2020, en el marco de las medidas del Estado de Emergencia Nacional, se creó el "Bono Electricidad", subsidio que cubre los consumos pendientes de pago que se registren en el período entre marzo y diciembre 2020 y que no se encuentren en proceso de reclamo de los usuarios con consumo de hasta 125 kWh/mes (sujeto a condiciones). Dicho bono cubrirá las deudas hasta por un total de PEN 160, siendo que los recursos serán directamente transferidos a las empresas distribuidoras.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo del OSINERMGIN N° 080-2020-OS/CD, publicada el 9 de julio del 2020, se aprobó el procedimiento de aplicación del "Bono Electricidad". La norma establece las consideraciones que deben tener en

cuenta las empresas distribuidoras para la identificación de los beneficiarios del Bono Electricidad y el procedimiento para su ejecución.

Mediante el D.U. N° 105-2020, publicado el 10 de septiembre del 2020, se modificó el D.U. N° 074-2020 incluyendo como beneficiarios del "Bono Electricidad" a los clientes con suministro pre-pago y aquellos asociados a suministros colectivos.

Mediante el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado el 21 de diciembre del 2020 se deroga al Decreto Supremo N° 043-2017-EM que establece las disposiciones para la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 218-2020-OS/CD, publicada el 24 de diciembre del 2020, se aprobó el "Manual de Costos Basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica".

Energías Renovables No Convencionales

En Perú, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

En el 2016 se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN.

Revisiones Tarifarias

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo N° 1221.

A lo largo del 2018 se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución Perú correspondiente al período 2018-2022. El regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantuvieron los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del mismo, los cuales correspondían al período tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de empresa modelo eficiente, de manera que en cada período tarifario se establecen los costos de inversión eficientes y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el OSINERGMIN (organismo regulador). A partir del período tarifario de 2018, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

II. Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las Compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

En julio de 2019, en Colombia, la Comisión expide la Resolución CREG 079 de 2019, el fin que persigue es que no se modifique el nivel de contratación entre las empresas integradas verticalmente y/o en situación de control, hasta que la CREG apruebe la senda definitiva de máxima contratación propia.

III. Mercado de clientes no regulados

En todos los países las Compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 2.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes. A partir del 1 de enero de 2021, el límite de 2.000 KW disminuye a 1.500 KW.

(2): Se estableció en el D.S. 018-2016-EM que:
- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

Nota 5. Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

5.1.- Operación Central Rio Negro (CODENSA).

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro y la contratación de una banca de inversión que canalice dicho proceso de venta.

La PCH Rio Negro se recibió producto de la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que CODENSA fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación. Debido a lo anterior, la PCH fue operada por Emgesa S.A. E.S.P. bajo un contrato de usufructo.

Luego de un proceso de venta desarrollado durante el 2019, la transacción se ejecutó exitosamente firmando el contrato de compraventa del activo el 26 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2020 se ha recaudado el 100% del precio de compra acordado.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5" Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH fue registrada a valor razonable; durante el 2019 se efectuaron adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales y se actualizó el valor razonable.

Al 30 de junio de 2020 se realizó la baja del activo y pasivo mantenidos para la venta, dado que a esa fecha Codensa no poseía el control sobre los activos cedidos.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
	al 31.12.2019
Propiedades, planta y equipo	11.326
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**11.326**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**3.791**

Nota 6. Combinaciones de negocios y adquisiciones

6.1 adquisición de Enel Distribución Sao Paulo S.A. (“Ex Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.”)

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A., condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defensa Econômica (“CADE”). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de BRL5.552.984 (US$ 1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la ANEEL con fecha 26 de junio de 2018.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de BRL1.516.362 (US$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la Compañía por un valor de BRL1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (US$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la Compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (BRL). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km², la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km², lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS$ 2.214.855 y resultados antes de impuestos por MUS$ 39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS$ 3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS$ 14.678.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	Valor razonable MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corriente	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes (*)	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
Total	**5.187.349**	**1.367.674**

(*) incluye pasivos contingentes por un monto de MBRL 1.252.000 (MUS$ 330.097), que la Sociedad registró como pasivos asumidos en la fecha de adquisición. Los principales pasivos contingentes identificados en la combinación de negocios se revelan en la nota 35.3.b.32-48.

Determinación de la plusvalía

Valores definitivos

	MBRL	MUS$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
Monto plusvalía comprada	**2.138.612**	**563.858**

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
Total neto	**(1.590.435)**

Nota 7. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Efectivo en caja	308	830
Saldos en bancos	641.870	593.747
Depósitos a corto plazo	749.671	1.168.331
Otros instrumentos de renta fija	115.144	176.089
Total	**1.506.993**	**1.938.997**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Moneda	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Peso chileno	638	142.878
Peso argentino	65.480	49.846
Peso colombiano	381.754	185.423
Real brasileño	741.281	699.418
Sol peruano	147.458	188.655
Dólar estadounidense	170.335	672.694
Euro	47	83
Total	**1.506.993**	**1.938.997**

c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Otros pagos de actividades de operación	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2018**
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.587.437)	(3.613.564)	(2.774.024)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(349.481)	(578.708)	(514.595)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(736.116)	(1.148.756)	(926.642)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(340.754)	(382.405)	(1.012.571)
Total otros pagos por actividades de operación	**(4.013.788)**	**(5.723.433)**	**(5.227.832)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS$ 2.025.223, MUS$ 2.672.785 y MUS$ 2.154.158 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las Compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los

montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS$ 442.734, MUS$ 827.589 y MUS$ 474.826 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$ 86.768, MUS$ 85.089 y MUS$ 81.694 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

(2) Nuestra filial colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	**al 01.01.2020**	**Provenientes**	**Utilizados**	**Intereses Pagados**	**Total**	**Adquisición de subsidiarias**	**Cambios en valor razonable**	**Diferencias de cambio**	**Costos financieros (1)**	**Nuevos pasivos por arrenda-mientos**	**Otros cambios**	**al 31.12.2020**
Préstamos Corto plazo	1.422.681	1.359.012	(1.689.240)	(320.948)	(651.176)	-	3.990	(80.673)	323.080	-	957.126	1.975.028
Préstamos Largo plazo	4.818.468	582.583	(91.207)	-	491.376	-	9	(516.196)	9.757	-	(784.683)	4.018.731
Pasivo por arrendamientos	190.269	-	(77.292)	(5.755)	(83.047)	-	-	(15.290)	9.286	45.639	(4.297)	142.560
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	114.004	-	-	114.004	-	9.691	(152.874)	(15.286)	-	(1.907)	(114.309)
Total	**6.363.481**	**2.055.599**	**(1.857.739)**	**(326.703)**	**(128.843)**	**-**	**13.690**	**(765.033)**	**326.837**	**45.639**	**166.239**	**6.022.010**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	**al 01.01.2019**	**Provenientes**	**Utilizados**	**Intereses Pagados**	**Total**	**Adquisición de subsidiarias**	**Cambios en valor razonable**	**Diferencias de cambio**	**Costos financieros (1)**	**Nuevos pasivos por arrenda-mientos**	**Otros cambios**	**al 31.12.2019**
Préstamos Corto plazo	4.264.806	3.401.133	(7.150.100)	(605.522)	(4.354.489)	-	4.812	8.608	571.136	-	927.808	1.422.681
Préstamos Largo plazo	4.535.549	1.525.820	(297.385)	-	1.228.435	-	-	(50.138)	-	-	(895.378)	4.818.468
Pasivo por arrendamientos	121.973	-	(59.177)	(9.077)	(68.254)	-	-	10.866	11.666	114.963	(945)	190.269
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(113.974)	95.512	-	-	95.512	-	(10.363)	(32.030)	-		(7.082)	(67.937)
Total	**8.808.354**	**5.022.465**	**(7.506.662)**	**(614.599)**	**(3.098.796)**	**-**	**(5.551)**	**(62.694)**	**582.802**	**114.963**	**24.403**	**6.363.481**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	**al 01.01.2018**	**Provenientes**	**Utilizados**	**Intereses Pagados**	**Total**	**Adquisición de subsidiarias**	**Cambios en valor razonable**	**Diferencias de cambio**	**Costos financieros (1)**	**Nuevos pasivos por arrenda-mientos**	**Otros cambios**	**al 31.12.2018**
Préstamos Corto plazo	688.497	4.295.111	(2.902.062)	(432.515)	960.534	612.755	413	(230.631)	560.160	-	1.673.078	4.264.806
Préstamos Largo plazo	4.352.974	2.929.441	(1.393.822)	-	1.535.619	758.494	-	(418.440)	-	-	(1.693.098)	4.535.549
Pasivo por arrendamientos	104.492	-	(31.619)	(7.037)	(38.656)	22.677	-	(2.992)	8.170	28.143	139	121.973
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(21.964)	15.926	-	-	15.926	-	1.123	(135.348)	26.289		-	(113.974)
Total	**5.123.999**	**7.240.478**	**(4.327.503)**	**(439.552)**	**2.473.423**	**1.393.926**	**1.536**	**(787.411)**	**594.619**	**28.143**	**(19.881)**	**8.808.354**

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

Nota 8. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	118.383	57.623	25.460	70
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	13.827	30.040	-	3.139
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.468.149	2.652.064
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	268	320
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	10.283	12.689	267.351	342.599
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	86.465	18.508	29.635	51.619
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	1.321	1.523	-	-
Total	**230.279**	**120.383**	**2.790.863**	**3.049.811**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son facilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de diciembre de 2020 son MUS$ 831.941 (MUS$ 898.154 al 31 de diciembre de 2019), MUS$ 582.649 (MUS$ 589.684 al 31 de diciembre de 2019), MUS$ 43.318 (MUS$ 37.589 al 31 de diciembre de 2019) y MUS$ 1.010.241 (MUS$ 1.126.637 al 31 de diciembre de 2019), respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 3.d.1.

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver Nota 3.d.1.

(4) Ver Nota 23.2.a)

(5) Ver Nota 23.2.b)

Nota 9. Otros activos y pasivos no financieros

a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corrientes		**No corrientes**	
Otros activos no financieros	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	68.200	57.124	118.268	141.807
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	7.536	3.357	180.824	234.947
Servicios en curso prestados por terceros	9.993	10.929	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	90.349	94.672	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	267.266	340.477
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	314.825	358.289
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	211.611	169.404	1.366.883	1.435.282
Gastos pagados por anticipado	53.783	18.193	-	-
Otros	119.314	132.483	84.790	225.088
Total	**560.786**	**486.162**	**2.332.856**	**2.735.890**

(1) De acuerdo a la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D – "FUNAC" de ahora en adelante), regulado por el decreto N°7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió durante el mes de enero de 2015, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y de los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás, con origen hasta la misma fecha, que son reembolsados al fondo en cuestión.

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el período de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver Nota 35.3.b.19).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, al cierre de los ejercicios 2020 y 2019 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS$ 14.479 y MUS$ 110.774, respectivamente, que corresponden a los montos de cuentas por cobrar que cubren el período abril de 2012 y enero de 2015.

(2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los períodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución

Ceará. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el período enero 2015 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$ 1.326.297 y MUS$ 252.197, respectivamente, al cierre del ejercicio de 2020 (MUS$ 1.244.266 y MUS$ 360.420, respectivamente, al 31 de diciembre 2019).

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Por otra parte, están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goiás, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las Compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las Compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte". (ver Nota 24 y 35.3.b.25).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
Otros pasivos no financieros	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	230.395	286.816	48.266	57.009
Otros	36.209	33.939	68.695	54.259
Total	**266.604**	**320.755**	**116.961**	**111.268**

Nota 10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**3.924.946**	**4.243.413**	**643.923**	**617.218**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.693.052	3.219.045	354.376	122.428
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	584	-	8.214	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	231.310	1.024.368	281.333	494.790

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**3.234.935**	**3.504.457**	**578.524**	**587.957**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	3.008.544	2.576.458	289.361	99.876
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	568	-	8.000	-
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	225.823	927.999	281.163	488.081

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	**al 31.12.2020**	**al 30.09.2020**	**al 31.12.2020**	
Activos sectoriales Brasil (i)	-	557.504	-	166.040
Cuentas por cobrar "baja renta" (ii)	27.593	168.025	-	-
Cuentas proyecto VOSA (iii)	43.800	42.442	268.075	308.077
Cuentas por cobrar al personal	7.869	11.024	12.798	12.850
Anticipos a proveedores	28.441	21.226	-	-
Mecanismos de subsidios y contribuciones	33.545	27.133	-	-
Otras	84.575	100.645	290	1.114
Total	**225.823**	**927.999**	**281.163**	**488.081**

(i) Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras filiales de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos períodos de concesión (ver nota 9 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el período de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un período que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

CONTA-COVID

Con fecha 18 de mayo de 2020, se publicó en el diario oficial de Brasil el Decreto N° 10.350, que autorizó la creación de la CONTA-COVID. En esencia, consiste en el establecimiento de un mecanismo de anticipo de caja a las Compañías de Distribución Eléctrica, respecto a cuentas por cobrar ya devengadas, que en una operación normal se recuperarían mediante la facturación futura a clientes, una vez efectuados los correspondientes procesos de actualización tarifaria. La CONTA-COVID es administrada por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica – CCEE.

La CONTA-COVID está regulada por la Resolución Normativa N° 885 del Ministerio de Minas y Energía, de fecha 23 de junio de 2020, y los fondos de misma se obtuvieron a través de un "préstamo sectorial", contratado por un conjunto de bancos. La CCEE centralizó la contratación de operaciones de crédito y transfirió los fondos a las Empresas de Distribución Eléctrica, de acuerdo al tope establecido por la ANEEL para cada Compañía.

La CONTA-COVID garantiza los recursos económicos necesarios para compensar la pérdida de ingresos por la pandemia y protege al resto de la cadena productiva del sector eléctrico, al permitir que las empresas de Distribución Eléctrica sigan cumpliendo sus contratos. Además, permitió evitar importantes ajustes en las tarifas eléctricas, ya que, sin este mecanismo, se habría generado un impacto para los consumidores en los próximos reajustes, con pago en 12 meses. Con este mecanismo, el impacto se diluirá en un período total de 60 meses.

Al 31 de diciembre de 2020, los montos recibidos por las filiales de Distribución Eléctrica en Brasil (presentados en el estado de flujo de efectivo consolidado, en la línea Otros cobros por actividades de operación), los cuales se registraron contra los correspondientes activos y pasivos sectoriales, se resumen como sigue:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
CONTA COVID	**al 31.12.2020**
Enel Distribución Sao Paulo	263.102
Enel Distribución Río	150.728
Enel Distribución Goiás	99.009
Enel Distribución Ceará	85.005
Total	**597.844**

Los incrementos tarifarios diferidos en este período se pagarán por los clientes en hasta 5 años, a partir de 2021, mediante una tarifa sectorial cobrada por las distribuidoras y trasladada a la CCEE. La CCEE, a su vez, amortizará el préstamo contratado con la unión de bancos acreedores del préstamo sectorial.

(ii) Cuentas por cobrar a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(iii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Con antigüedad menor de tres meses	555.004	551.817
Con antigüedad entre tres y seis meses	92.337	95.451
Con antigüedad entre seis y doce meses	75.779	87.226
Con antigüedad mayor a doce meses	169.477	213.357
Total	**892.597**	**947.851**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	**Corriente y no corriente**
Saldo al 1 de enero de 2019	**799.865**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	159.250
Montos castigados	(168.889)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(22.009)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**768.217**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	211.536
Montos castigados	(112.591)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(111.752)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**755.410**

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS$ 211.536 al 31 de diciembre de 2020, lo que representa un incremento de un 32,8% respecto a la pérdida de MUS$ 159.250 registrada durante el ejercicio 2019. Este incremento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19, principalmente proveniente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS$ 113.095, compensado por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS$ 62.278. Ver Nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil, Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver Notas 3.g.3 y 22.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.

- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

Nota 11. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	145	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	543	119	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Más de 90 días	-	254	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.003	1.027	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	38	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	243	421	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	16	17	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	101	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	265	188	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1	36	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.289	1.288	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	86	115	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	46	53	-	-
Extranjera	Enel Energia S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	102	47	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	105	67	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	-	445	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	133	501	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	33	37	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	93	-	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	43	41	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	2.271	2.853	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	8	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	709	675	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	325	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	7	13	32	68
Extranjera	Enel X Colombia	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	430	882	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	97	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	7	-	-	-

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corriente al 31.12.2020	Corriente al 31.12.2019	No corriente al 31.12.2020	No corriente al 31.12.2019
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.377	1.792	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	222	46	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	802	746	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	92	15	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	3.208	2.682	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	17	15	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	32.544	1.122	-	779
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	-	-	-
Extranjera	E-Distributie Muntenia	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	58	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	141	-	-	-
Total							**46.950**	**16.369**	**32**	**847**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.685	2.830	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.702	336	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	252	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	67	57	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	145	-	144.391	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Prest. Por pagar	Más de 90 días	150.269	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Más de 90 días	745	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Argentina	Matriz Común	ARS	Dividendos	Menos de 90 días	-	18	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	217	221	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	25	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	11	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.116	1.259	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	31.107	33.938	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.348	2.167	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	16.858	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.117	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	Menos de 90 días	1.501	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	9.063	8.504	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	51.334	50.841	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	3.417	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	160.914	277.267	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.129	30.186	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4	11.695	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	1.547	11.702	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	54	212	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.321	9.934	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	7.113	1.424	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	2.978	4.883	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	629	506	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	8.196	4.434	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	942	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.967	2.350	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	304	1.462	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	785	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.586	1.958	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.394	1.295	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	223	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	318	122	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	87	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	15.279	3.581	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	6.755	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	892	547	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	220	141	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	704	464	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	18	23	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	52	48	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.328	1.672	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	70	153	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.637	1.549	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	16	7	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1	38	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	163	229	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.583	3.237	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.126	3.518	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	631	806	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	11	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	766	902	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	345	205	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	240	272	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	552	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	780	412	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.777	945	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	212	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	4	-	-	-

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corriente al 31.12.2020	Corriente al 31.12.2019	No corriente al 31.12.2020	No corriente al 31.12.2019
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	430	387	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	33.395	12.577	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	1.182	931	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	24	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	6.110	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	34.999	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	12.885	-	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	146	-	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	3	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	510	-	-	-
Total							**597.122**	**494.511**	**144.391**	**-**

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2020	2019	2018
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Prestaciones de servicios de administración y otros	(7.158)	(7.707)	(8.138)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(2.441)	(127.977)	(43.873)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(7.418)	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(30.448)	(16.685)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.268)	(3.536)	(5.561)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	54.158	1.134	24.333
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(147.841)	(93.299)	(126.627)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	215	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(1.472)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	839	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	1.993	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(2.913)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	66	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	(8.483)	(7.156)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.757)	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(758)	(12.278)	(12.211)
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(6.778)	(4.158)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Otros servicios varios	(4.045)	(2.827)	(1.077)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(11.542)	(11.554)	(2.083)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.852)	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	(31)	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(7.051)	-	-

d) Transacciones significativas Enel Américas:

- El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 9.400 millones, el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018, a una tasa fija de 7,676% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de julio de 2019. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenía Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo. La deuda fue cancelada en su respectivo vencimiento, 2 de julio de 2019.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 300 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Sao Paulo, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 420 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en

su fecha de vencimiento.

- El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2020 esta línea se encuentra girada en su totalidad.

- El 17 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. Al 31 de diciembre de 2020 esta línea comprometida no se ha girado.

- El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024.

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2020, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019, y está conformado por las siguientes personas:

- Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- Sr. José Antonio Vargas Lleras
- Sr. Enrico Viale
- Sr. Hernán Somerville Senn
- Sr. Patricio Gómez Sabaini
- Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

El Sr. Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020, renunció al cargo de Director de la Compañía, y hasta la fecha, el Directorio no ha nombrado a un reemplazante. De acuerdo con lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley 18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que celebre la Compañía se deberá renovar la totalidad del Directorio.

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

• Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

• Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus subsidiarias o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

			2020			
RUT	**Nombre**	**Cargo**	**Período de desempeño**	**Directorio de Enel Américas**	**Directorio de filiales**	**Comité de Directores**
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - noviembre 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
Total				**429**	**-**	**141**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			2019			
RUT	**Nombre**	**Cargo**	**Período de desempeño**	**Directorio de Enel Américas**	**Directorio de filiales**	**Comité de Directores**
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Total				**478**	**-**	**144**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			2018			
RUT	**Nombre**	**Cargo**	**Período de desempeño**	**Directorio de Enel Américas**	**Directorio de filiales**	**Comité de Directores**
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2018	163	-	50
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Total				**495**	**-**	**150**

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA		
RUT	**Nombre**	**Cargo**
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz (3)	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (5)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (5)	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General.
(2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control.
(3) El Sr. Francisco Miqueles Ruz asumió el 26 de febrero de 2020 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pescarmona.
(4) El Sr. Simone Tripepi asumió el 29 de agosto de 2019 como Gerente de Enel X South America.
(5) Los señores Raffaele Cutrignelli y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados por otras sociedades del grupo Enel, pero los servicios son prestados a la sociedad en virtud de contratos intercompañías.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
	2020	**2019**	**2018**
Remuneración	3.495	2.407	2.586
Beneficios a corto plazo para los empleados	148	106	21
Otros beneficios a largo plazo - IAS	7	-	-
Total	**3.650**	**2.513**	**2.607**

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

Nota 12. Inventarios

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Inventarios	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Suministros para la producción	**26.685**	**35.589**
Petróleo	16.686	25.475
Carbón	9.999	10.114
Repuestos	53.013	32.145
Materiales eléctricos	391.735	328.505
Total	**471.433**	**396.239**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$ 137.850, MUS$ 277.117 y MUS$ 226.843, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 13. Activos y pasivos por impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Activos por impuestos	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Pagos provisionales mensuales	118.609	98.158
Otros	9.271	9.163
Total	**127.880**	**107.321**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Pasivos por Impuestos	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Impuesto a la renta	222.870	220.727
Total	**222.870**	**220.727**

Nota 14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	1.220
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	186
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	-	32
Extranjero	Central Térmica San Martin (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	-	249
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	291
Total						**1.978**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2019
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	556
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	236
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	868
Extranjero	Central Térmica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	931
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	5
Total						**2.596**

(1) Durante el mes de noviembre de 2020, se cumplieron todas las condiciones que permiten la incorporación del Estado Nacional de Argentina en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Termina San Martin. Esta situación originó que el Grupo perdiera su influencia significativa en las mismas (ver Nota 35.6).

Producto de lo anterior, el Grupo reclasificó estas inversiones como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, generando un ingreso financiero de MUS$ 24.893 al cierre de 2020 (ver Nota 33).

Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2020
475	(345)	(252)	-	-	(103)	995
28	-	(54)	-	(75)	48	133
687	(483)	(9)	-	(227)	-	-
732	(548)	(72)	-	(361)	-	-
1.211	(481)	(84)	-	208	-	1.145
3.133	**(1.857)**	**(471)**	**-**	**(455)**	**(55)**	**2.273**

Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2019
(227)	-	(362)	-	668	585	1.220
20	(62)	(87)	-	-	79	186
117	(631)	(322)	-	-	-	32
165	(501)	(346)	-	-	-	249
508	(220)	(2)	-	-	-	291
583	**(1.414)**	**(1.119)**	**-**	**668**	**664**	**1.978**

b) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020									
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.975	1.314	866	1.437	3.388	(1.963)	1.425	(755)	670

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2019									
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	4.831	1.323	932	1.562	3.085	(4.155)	(1.070)	(1.585)	(2.655)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en Compañìas asociadas y negocios conjuntos.

Nota 15. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Activos Intangibles, Bruto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Activos Intangibles, Bruto	**8.525.990**	**10.206.344**
Servidumbre y Derechos de Agua	50.415	47.752
Concesiones	8.042.389	9.787.352
Costos de Desarrollo	14.544	14.494
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	44.596	46.644
Programas Informáticos	372.455	308.336
Otros Activos Intangibles Identificables	1.591	1.766

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(4.001.164)**	**(4.678.465)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.969)	(16.265)
Concesiones	(3.807.526)	(4.505.624)
Costos de Desarrollo	(9.708)	(9.948)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(23.499)	(21.154)
Programas Informáticos	(141.994)	(123.906)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.468)	(1.568)

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Activos Intangibles, Neto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Activos Intangibles, Netos	**4.524.826**	**5.527.879**
Servidumbre y Derechos de Agua	33.446	31.487
Concesiones Neto (1)	4.234.863	5.281.728
Costos de Desarrollo	4.836	4.546
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	21.097	25.490
Programas Informáticos	230.461	184.430
Otros Activos Intangibles Identificables	123	198

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Empresa Titular de la Concesión	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Enel Distribución Río S.A. (*)	534.325	688.901
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	434.656	543.441
Enel Distribución Goias S.A. (*)	1.240.641	1.457.864
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.965.083	2.591.522
EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.158	-
TOTAL	**4.234.863**	**5.281.728**

(*) Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios (ver Nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$							
Movimientos en Activos Intangibles	**Costos de Desarrollo**	**Servidum-bres**	**Concesiones**	**Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos**	**Programas Informáticos**	**Otros Activos Intangibles Identifica-bles, Neto**	**Activos Intangibles, Neto**
Saldo inicial al 01.01.2020	**4.546**	**31.487**	**5.281.728**	**25.490**	**184.430**	**198**	**5.527.879**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	738.387	-	82.988	-	821.375
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(263)	(1.472)	(1.192.132)	(1.705)	(20.661)	(16)	(1.216.249)
Amortización	(146)	(1.257)	(357.855)	(3.149)	(29.963)	(59)	(392.429)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**488**	**4.688**	**(996)**	**461**	**(4.641)**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(16.522)**	**-**	**-**	**-**	**(16.522)**
Retiros de servicio	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Hiperinflación Argentina	-	-	37	-	9.991	-	10.028
Otros incrementos (disminuciones)	211	-	(217.784)	-	8.317	-	(209.256)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**290**	**1.959**	**(1.046.865)**	**(4.393)**	**46.031**	**(75)**	**(1.003.053)**
Saldo final al 31.12.2020	**4.836**	**33.446**	**4.234.863**	**21.097**	**230.461**	**123**	**4.524.826**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$							
Movimientos en Activos Intangibles	**Costos de Desarrollo**	**Servidum-bres**	**Concesiones**	**Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos**	**Programas Informáticos**	**Otros Activos Intangibles Identifica-bles, Neto**	**Activos Intangibles, Neto**
Saldo inicial al 01.01.2019	**4.255**	**43.235**	**5.637.387**	**14.118**	**128.218**	**76**	**5.827.289**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13	178	601.792	1.042	83.051	-	686.076
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	38	(187)	(202.951)	(85)	(8.651)	-	(211.836)
Amortización	(387)	(1.181)	(437.962)	(3.486)	(22.429)	(62)	(465.507)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**-**	**1.804**	**-**	**(5.040)**	**3.236**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.804	-	(5.040)	3.236	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(15.675)**	**-**	**-**	**-**	**(15.675)**
Retiros de servicio	-	-	(15.675)	-	-	-	(15.675)
Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	7.391	-	7.391
Otros incrementos (disminuciones)	627	(12.362)	(300.863)	18.941	(6.386)	184	(299.859)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**291**	**(11.748)**	**(355.659)**	**11.372**	**56.212**	**122**	**(299.410)**
Saldo final al 31.12.2019	**4.546**	**31.487**	**5.281.728**	**25.490**	**184.430**	**198**	**5.527.879**

Al 31 de diciembre de 2020, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$ 738.387 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2019, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS$ 601.792 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron de MUS$821.375 y MUS$ 686.076, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS$ 376.465, MUS$ 449.463, y MUS$ 351.114 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS$ 1.185, MUS$ 7.611 y MUS$ 14.407, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 4,98%, 9,27% y 8,95% al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$ 76.470, MUS$ 89.154 y MUS$ 82.662, respectivamente.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de diciembre de 2020 y 2019. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Ver Nota 3.e).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 16. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2019	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperin-flación Argentina	Saldo Final al 31.12.2019	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperin-flación Argentina	Saldo Final al 31.12.2020
Enel Distribución Rio S.A.	Enel Distribución Río S.A.	219.380	(8.013)	-	211.367	(47.672)	-	163.695
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.343	(152)	-	13.191	(529)	-	12.662
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	26.255	(9.741)	8.858	25.372	(7.299)	6.530	24.603
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.347	1.300	-	69.647	(5.801)	-	63.846
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	80.441	(2.938)	-	77.503	(17.480)	-	60.023
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	128.643	2.447	-	131.090	(10.918)	-	120.172
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.902	(67)	-	5.835	(234)	-	5.601
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	3	-	23	(3)	-	20
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.021	(37)	-	984	(222)	-	762
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	110.429	(4.033)	-	106.396	(23.997)	-	82.399
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	551.789	(20.154)	-	531.635	(119.906)	-	411.729
Total		**1.205.570**	**(41.385)**	**8.858**	**1.173.043**	**(234.061)**	**6.530**	**945.512**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2020 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A.

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, la antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón (actualmente Enel Generación El Chocón) en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Edelnor S.A. (actualmente Enel Distribución Perú S.A.A).

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de Cachoeira Dourada S.A. (actualmente EGP Cachoeira Dourada S.A.) en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra antigua subsidiaria Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. (actualmente Enel Generación Perú S.A.A.).

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.) (ver Nota 6.1).

Nota 17. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**15.691.168**	**15.957.450**
Construcción en Curso	1.107.981	1.189.709
Terrenos	158.894	163.522
Edificios	479.161	493.914
Plantas y Equipos de Generación	6.894.543	6.942.941
Infraestructura de Red	6.647.840	6.743.394
Instalaciones Fijas y Accesorios	402.749	423.970

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(7.336.496)**	**(7.194.012)**
Edificios	(225.850)	(236.767)
Plantas y Equipos de Generación	(3.509.839)	(3.357.348)
Infraestructura de Red	(3.379.182)	(3.374.311)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(221.625)	(225.586)

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**8.354.672**	**8.763.438**
Construcción en Curso	1.107.981	1.189.709
Terrenos	158.894	163.522
Edificios	253.311	257.147
Plantas y Equipos de Generación	3.384.704	3.585.593
Infraestructura de Red	3.268.658	3.369.083
Instalaciones Fijas y Accesorios	181.124	198.384

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Movimientos Período 2020	**Construcción en Curso**	**Terrenos**	**Edificios, Neto**	**Plantas y Equipos de Generación, Neto**	**Infraestructura de Red, Neto**	**Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto**	**Propiedades, Planta y Equipo, Neto**
	Saldo inicial al 01.01.2020	**1.189.709**	**163.522**	**257.147**	**3.585.593**	**3.369.083**	**198.384**	**8.763.438**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	583.727	-	744	246	-	21.846	606.563
Movimientos	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(214.324)	(11.335)	(25.179)	(282.132)	(412.848)	(38.472)	(984.290)
Movimientos	Depreciación	-	-	(11.198)	(207.624)	(203.165)	(23.264)	(445.251)
Movimientos	**Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios**	**(483.505)**	**2.076**	**23.769**	**159.526**	**276.955**	**21.179**	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**-**	**(79)**	**-**	**(2.961)**	**(5.035)**	**(3.916)**	**(11.991)**
Movimientos	Disposiciones	-	(78)	-	(2.014)	(9)	(142)	(2.243)
Movimientos	Retiros	-	(1)	-	(947)	(5.026)	(3.774)	(9.748)
Movimientos	Hiperinflación Argentina	115.905	3.815	7.330	98.418	247.568	(1.881)	471.155
Movimientos	Otros incrementos (disminución)	(83.531)	895	698	33.638	(3.900)	7.248	(44.952)
Movimientos	**Total movimientos**	**(81.728)**	**(4.628)**	**(3.836)**	**(200.889)**	**(100.425)**	**(17.260)**	**(408.766)**
	Saldo final al 31.12.2020	**1.107.981**	**158.894**	**253.311**	**3.384.704**	**3.268.658**	**181.124**	**8.354.672**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$							
Movimientos Período 2019	**Construcción en Curso**	**Terrenos**	**Edificios, Neto**	**Plantas y Equipos de Generación, Neto**	**Infraestructura de Red, Neto**	**Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto**	**Propiedades, Planta y Equipo, Neto**
Saldo inicial al 01.01.2019	**1.059.070**	**163.660**	**137.455**	**3.722.183**	**3.226.015**	**195.089**	**8.503.472**
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	775.595	414	907	3.558	-	15.418	795.892
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	**(156.075)**	**(5.955)**	**(10.400)**	**(145.309)**	**(387.169)**	**(2.993)**	**(707.901)**
Depreciación	-	-	(14.011)	(227.473)	(193.738)	(23.006)	(458.228)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	-	-	(1.307)	-	-	-	(1.307)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(677.665)**	**1.865**	**18.298**	**205.682**	**430.453**	**21.367**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(855)**	**(5.180)**	**-**	**(7.416)**	**(3.428)**	**(16.879)**
Disposiciones	-	(794)	(412)	-	-	-	(1.206)
Retiros	-	(61)	(4.768)	-	(7.416)	(3.428)	(15.673)
Hiperinflación Argentina	163.990	4.731	9.150	75.860	340.626	19.819	614.176
Otros incrementos (disminución)	24.794	(338)	122.235	(48.908)	(39.688)	(23.882)	34.213
Total movimientos	**130.639**	**(138)**	**119.692**	**(136.590)**	**143.068**	**3.295**	**259.966**
Saldo final al 31.12.2019	**1.189.709**	**163.522**	**257.147**	**3.585.593**	**3.369.083**	**198.384**	**8.763.438**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS$ 606.563 y MUS$ 795.892 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2020 por MUS$ 163.418 (al 31 de diciembre 2019 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS$ 221.257), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones de redes y adecuación de instalaciones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS$ 442.833 al 31 de diciembre de 2020 (MUS$ 551.787 al 31 de diciembre 2019).

La depreciación de propiedad, planta y equipo se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS$ 6.376, MUS$ 8.092 y MUS$ 4.922, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,04%, 7,49% y 7,25% al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS$ 70.681, MUS$ 92.411 y MUS$ 95.335, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2020, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS$ 1.078.846 (MUS$ 986.935 al 31 de diciembre de 2019) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 31 de diciembre de 2020, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS$ 104.577 (MUS$ 114.699 al 31 de diciembre de 2019) (Ver Nota 35.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS$ 1.226.950), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€400 (MUS$ 490.780). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias (ver Nota 2.9), el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS$ 162.274 (equivalentes a MARS 3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS$ 70.513 (equivalentes a MARS 2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio. La Sociedad considera que luego de la desvalorización antes mencionada, el valor de libros no excede su valor recuperable.

Nota 18. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, corresponden a los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Movimientos Período 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	**3.023**	**66.858**	**185.918**	**255.799**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	14.080	551	4.546	19.177
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	555	(10.472)	(21.080)	(30.997)
Retiros	-	(75)	(159)	(234)
Depreciación	(1.357)	(11.366)	(23.768)	(36.491)
Otros incrementos (disminución)	132	82	14.952	15.166
Total movimientos	**13.410**	**(21.280)**	**(25.509)**	**(33.379)**
Saldo final al 31.12.2020	**16.433**	**45.578**	**160.409**	**222.420**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Movimientos Período 2019	**Terrenos**	**Edificios, Neto**	**Otras Plantas y Equipos, Neto**	**Activos por derechos de Uso, Neto**
Saldo inicial al 01.01.2019 antes de la aplicación NIIF 16	**-**	**1.424**	**181.931**	**183.355**
Efectos primera aplicación NIIF 16	3.448	50.840	17.538	71.826
Saldo inicial al 01.01.2019	**3.448**	**52.264**	**199.469**	**255.181**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(90)	(1.328)	1.557	139
Depreciación	(618)	(13.049)	(27.111)	(40.778)
Otros incrementos (disminución)	283	28.971	12.003	41.257
Total movimientos	**(425)**	**14.594**	**(13.551)**	**618**
Saldo final al 31.12.2019	**3.023**	**66.858**	**185.918**	**255.799**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación".

- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5).

- Contrato de arrendamiento suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6).

- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de MUS$ 71.826.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$						
	al 31.12.2020			**al 31.12.2019**		
	Bruto	**Interés**	**Valor presente**	**Bruto**	**Interés**	**Valor presente**
Hasta un año	56.509	5.017	51.492	88.847	7.203	81.644
Más de un año y no más de dos años	32.680	4.718	27.962	49.187	6.478	42.709
Más de dos años y no más de tres años	16.395	3.454	12.941	31.187	4.946	26.241
Más de tres años y no más de cuatro años	12.393	2.818	9.575	17.065	3.392	13.673
Más de cuatro años y no más de cinco años	11.798	2.073	9.725	10.055	2.128	7.927
Más de cinco años	36.747	5.882	30.865	20.318	2.243	18.075
Total	**166.522**	**23.962**	**142.560**	**216.659**	**26.390**	**190.269**

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen gastos de MUS$ 10.641 y MUS$ 10.341, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS$ 3.046 en 2020 y MUS$ 4.040 en 2019, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS$ 1.281 en 2020 y MUS$ 226 en 2019 y arrendamientos variables de MUS$ 6.314 en 2020 y MUS$ 6.075 en 2019, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Hasta un año	196	866
Más de un año y no más de dos años	1.281	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
Total	**1.477**	**866**

Nota 19. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	**2020**	**2019**	**2018**
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(559.077)	(676.112)	(697.569)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en períodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del período corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	8.956	7.426	20.104
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	4.250	23.419	7.692
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	18	845	(894)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	-	(20)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(545.853)**	**(644.422)**	**(670.687)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(20.707)	415.513	228.093
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(7.437)	4.662
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(20.707)**	**408.076**	**232.755**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(566.560)**	**(236.346)**	**(437.932)**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$						
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	**Tasa**	**2020**	**Tasa**	**2019**	**Tasa**	**2018**
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**1.747.812**		**2.406.109**		**2.104.990**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(471.909)**	**(27,00%)**	**(649.649)**	**(27,00%)**	**(568.347)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(4,67%)	(81.699)	(5,23%)	(125.912)	(6,64%)	(139.772)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,41%	94.578	26,32%	633.125	19,15%	402.989
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,40%)	(111.780)	(4,57%)	(109.892)	(6,90%)	(145.156)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(0,31%)	(7.437)	0,22%	4.662
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	0,24%	4.250	0,97%	23.419	0,37%	7.692
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**(5,42%)**	**(94.651)**	**17,18%**	**413.303**	**6,20%**	**130.415**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(32,42%)**	**(566.560)**	**(9,82%)**	**(236.346)**	**(20,80%)**	**(437.932)**

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
	Activos	**Pasivos**	**Activos**	**Pasivos**
Depreciaciones	17.717	(448.711)	25.659	(508.172)
Amortizaciones	4.161	(16.505)	6.158	(22.213)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	-	552.760	(154)
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.274	(31.883)	1.211	(11.626)
Pérdidas fiscales	209.339	-	281.080	-
Provisiones	**630.331**	**(205.151)**	**636.653**	**(237.040)**
Provisión Contingencias Civiles	247.400	-	241.520	-
Provisión Contingencias Trabajadores	28.467	-	36.878	-
Provisión cuentas incobrables	121.764	-	122.104	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	18.724	-	16.339	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(194.045)	-	(207.425)
Otras Provisiones	213.976	(11.106)	219.812	(29.615)
Otros Impuestos Diferidos	**197.727**	**(476.294)**	**194.989**	**(474.925)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(75.497)	-	(105.236)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(289.158)	-	(285.210)
Otros Impuestos Diferidos	197.727	(111.639)	194.989	(84.479)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**1.559.973**	**(1.178.544)**	**1.698.510**	**(1.254.130)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(565.591)	565.591	(610.276)	610.276
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**994.382**	**(612.953)**	**1.088.234**	**(643.854)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Movimientos				
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**Saldo neto al 01.01.2020**	**Reconocidos en ganancias o pérdidas**	**Reconocidos en resultados integrales**	**Diferencia de conversión de moneda extranjera**	**Otros incrementos (decrementos)**	**Saldo neto al 31.12.2020**
Depreciaciones	(482.513)	(8.120)	-	94.913	(35.274)	(430.994)
Amortizaciones	(16.055)	91	-	3.620	-	(12.344)
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.606	(93.757)	161.330	(122.045)	290	498.424
Revaluaciones de instrumentos financieros	(10.415)	(26.693)	5.056	2.446	(3)	(29.609)
Pérdidas fiscales	281.080	(10.184)	-	(63.849)	2.292	209.339
Provisiones	**399.613**	**83.431**	**-**	**(88.945)**	**31.081**	**425.180**
Provisión Contingencias Civiles	241.520	(1.643)	-	(26.933)	34.456	247.400
Provisión Contingencias Trabajadores	36.878	3.618	-	(7.150)	(4.879)	28.467
Provisión cuentas incobrables	122.104	53.041	-	(44.237)	(9.144)	121.764
Provisión cuentas de Recursos Humanos	16.339	3.395	-	(1.010)	-	18.724
Activos financieros CINIIF 12	(207.425)	(34.068)	-	46.864	584	(194.045)
Otras Provisiones	190.197	59.088	-	(56.479)	10.064	202.870
Otros Impuestos Diferidos	**(279.936)**	**34.525**	**-**	**12.380**	**(45.536)**	**(278.567)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(105.236)	3.054	-	22.828	3.857	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	(285.210)	(4.001)	-	290	(237)	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	110.510	35.472	-	(10.738)	(49.156)	86.088
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**444.380**	**(20.707)**	**166.386**	**(161.480)**	**(47.150)**	**381.429**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Movimientos				
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**Saldo neto al 01.01.2019**	**Reconocidos en ganancias o pérdidas**	**Reconocidos en resultados integrales**	**Diferencia de conversión de moneda extranjera**	**Otros incrementos (decrementos)**	**Saldo neto al 31.12.2019**
Depreciaciones	(349.781)	(38.520)	-	82.756	(176.968)	(482.513)
Amortizaciones	(17.194)	119	-	(308)	1.328	(16.055)
Obligaciones por beneficios post-empleo	373.951	(1.962)	195.098	(17.182)	2.701	552.606
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.074)	1.339	(1.320)	(162)	(5.198)	(10.415)
Pérdidas fiscales	258.589	1.481	-	(10.630)	31.640	281.080
Provisiones	**593.249**	**(112.506)**	**-**	**(30.273)**	**(50.857)**	**399.613**
Provisión Contingencias Civiles	256.544	(46.541)	-	(11.377)	42.894	241.520
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	146	-	116	4.256	36.878
Provisión cuentas incobrables	235.875	7.096	-	(9.042)	(111.825)	122.104
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	680	-	(223)	1.152	16.339
Activos financieros CINIIF 12	(196.683)	(36.402)	-	12.177	13.483	(207.425)
Otras Provisiones	250.423	(37.485)	-	(21.924)	(817)	190.197
Otros Impuestos Diferidos	**(966.773)**	**558.125**	**-**	**37.743**	**90.969**	**(279.936)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás y Sao Paulo)	(682.399)	563.517	-	13.646	-	(105.236)
Ajuste por inflación - Argentina	(265.047)	370	-	629	(21.162)	(285.210)
Otros Impuestos Diferidos	(19.327)	(5.762)	-	23.468	112.131	110.510
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(113.033)**	**408.076**	**193.778**	**61.944**	**(106.385)**	**444.380**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

c) Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 44.296 (MUS$ 37.442 al 31 de diciembre de 2019) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS $2.839.057 (MUS$ 3.427.371 al 31 de diciembre de 2019). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2020, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 4.213.400 (MUS$ 2.362.974 al 31 diciembre de 2019).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2017 - 2019
Argentina	2014 - 2019
Brasil	2015 - 2019
Colombia	2016 - 2019
Perú	2015 - 2019

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	2020			2019			2018		
Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	**Importe antes de Impuestos**	**Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias**	**Importe después de Impuestos**	**Importe antes de Impuestos**	**Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias**	**Importe después de Impuestos**	**Importe antes de Impuestos**	**Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias**	**Importe después de Impuestos**
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(10)	-	(10)	(598)	-	(598)	(458)	-	(458)
Cobertura de Flujos de efectivo	(12.976)	5.038	(7.938)	5.906	(2.165)	3.741	(2.727)	1.354	(1.373)
Diferencias de cambio por conversión	(2.249.915)	-	(2.249.915)	(765.005)	-	(765.005)	(1.575.134)	-	(1.575.134)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(476.805)	161.766	(315.039)	(576.143)	195.098	(381.045)	(177.527)	59.684	(117.843)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(2.739.706)**	**166.804**	**(2.572.902)**	**(1.335.840)**	**192.933**	**(1.142.907)**	**(1.755.846)**	**61.038**	**(1.694.808)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	**2020**	**2019**	**2018**
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**166.386**	**193.778**	**60.144**
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(18)	(845)	894
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	436	-	-
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**166.804**	**192.933**	**61.038**

d) En Colombia, la Ley 1943 de 2018, modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El abono neto a resultados fue de MUS$ 4.662.

e) En Argentina, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la ley.

Las principales medidas relevantes para la Sociedad contenidas en la ley y su reglamentación son las siguientes:

La Ley N° 27.430 había dispuesto para los períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020, que la alícuota corporativa de impuesto a las ganancias se reduciría del 30% al 25% y que el impuesto adicional a los dividendos o utilidades que se distribuyan a personas humanas de Argentina y del exterior y personas jurídicas del exterior se incrementaría del 7% al 13%. La reforma suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2022 inclusive.

La Ley N° 27.468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir el 100% del ajuste en el año en el cual este se determina.

Las subsidiarias argentinas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2019 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS$ 7.437.

f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a reversar las obligaciones por impuestos diferidos, ya que durante dicho proceso se extinguieron las diferencias entre las bases fiscales y contables que surgieron en el momento de

la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y que serán futuramente amortizadas en el plazo de la concesión. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la Compañía procedió a reconocer una utilidad de MUS$ 553.225 al 31 de diciembre de 2019.

Nota 20. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corriente	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Otros pasivos financieros	**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
Préstamos que devengan intereses	1.815.160	3.837.697	1.397.187	4.780.797
Instrumentos derivados de cobertura (*)	6.730	9	9.500	1.036
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.240	-	1.720	-
Total	**1.825.130**	**3.837.706**	**1.408.407**	**4.781.833**

(*) Ver Nota 23.2.a
(**) Ver Nota 23.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
	Corriente	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Clases de Préstamos que Devengan Intereses	**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
Préstamos bancarios garantizados	235.404	247.150	258.976	585.107
Préstamos bancarios no garantizados	927.075	149.057	447.954	37.173
Obligaciones con el público no garantizadas	409.087	2.864.794	264.634	3.357.885
Obligaciones con el público garantizadas	154.955	395.289	395.987	696.529
Otros préstamos	88.639	181.407	29.636	104.103
Total	**1.815.160**	**3.837.697**	**1.397.187**	**4.780.797**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

					Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
Chile	US$	2,65%	0,94%	Sin Garantía	175.040	150.196	325.236
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1
Peru	US$	2,62%	2,59%	Sin Garantía	-	25.043	25.043
Peru	PEN	2,75%	2,71%	Sin Garantía	157	168.609	168.766
Brasil	US$	3,98%	3,63%	Con Garantía	134.692	75.656	210.348
Brasil	BRL	5,52%	5,41%	Con Garantía	7.747	15.847	23.594
Brasil	US$	2,21%	2,20%	Sin Garantía	127.016	86.730	213.746
Brasil	BRL	2,20%	2,19%	Sin Garantía	37.377	30.014	67.391
Colombia	COP	0,01%	0,01%	Con Garantía	281	1.181	1.462
Colombia	COP	3,68%	3,62%	Sin Garantía	153	126.739	126.892
Total					**482.464**	**680.015**	**1.162.479**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

					Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
Chile	US$	4,99%	2,67%	Sin Garantía	-	351.820	351.820
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1
Peru	PEN	4,16%	4,10%	Sin Garantía	-	-	-
Brasil	US$	4,44%	4,16%	Con Garantía	7.281	151.859	159.140
Brasil	BRL	6,70%	6,60%	Con Garantía	7.458	92.378	99.836
Brasil	US$	4,66%	4,65%	Sin Garantía	495	60.534	61.029
Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Sin Garantía	876	-	876
Colombia	COP	5,73%	5,61%	Sin Garantía	1.396	32.832	34.228
Total					**17.507**	**689.423**	**706.930**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS$ 1.552.781 (MUS$ 1.309.690 al 31 de diciembre de 2019). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
46.989	38.697	-	-	-	85.686
164.746	-	2.778	-	-	167.524
21.268	15.779	9.881	8.953	20.922	76.803
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
1.575	1.248	-	-	-	2.823
11.346	20.478	20.478	10.737	332	63.371
245.924	**76.202**	**33.137**	**19.690**	**21.254**	**396.207**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
22.614	-	-	-	-	22.614
318.251	148.012	-	2.786	-	469.049
27.916	26.338	15.975	10.576	35.253	116.058
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
7.524	3.575	1.038	1.038	1.384	14.559
376.305	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acree-dora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	E.E.U.U.	US$	8,73%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	BRL	3,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	Brasil	US$	2,72%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ	Brasil	US$	4,35%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK	Brasil	US$	1,76%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	FINDETER	Colombia	COP	0,01%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	FINDETER	Colombia	COP	0,01%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	FINDETER	Colombia	COP	0,01%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	2,63%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO DE BOGOTÁ	Colombia	COP	3,00%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	3,16%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	5,93%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	BRL	3,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	2,33%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	6,31%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,27%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,27%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	Brasil	BRL	2,22%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO	Brasil	US$	1,69%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO	Brasil	US$	1,79%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	Brasil	BRL	2,18%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FINEP	Brasil	BRL	6,48%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERÚ S.A.	Perú	PEN	4,16%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERCIONAL DEL PERÚ S.A.A.	Perú	PEN	3,75%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERÚ S.A.	Perú	PEN	2,61%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CG	Brasil	BRL	9,61%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	E.E.U.U.	US$	2,98%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNP	E.E.U.U.	US$	2,64%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP PARIBAS NY	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CITIBANK N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMORGAN CHASE BANK	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SUMITOMO MITSUI BANKING	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SOCIETE GENERALE	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA S.A NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	1,38%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	1,38%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	THE BANK OF NOVA SCOTIA	E.E.U.U.	US$	1,38%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP PARIBAS NY	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CITIBANK N.A	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMORGAN CHASE BANK	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SUMITOMO MITSUI BANKING	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SOCIETE GENERALE	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	0,84%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	LINEA SOBREGIRO (BANCO SANTANDER)	Chile	CLP	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2° PROTOCOLO	Brasil	BRL	3,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TOKIO	Brasil	US$	1,79%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	Brasil	US$	2,15%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BNP	Brasil	US$	3,61%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK	Perú	US$	2,62%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	PEN	0,48%
	Totales						

			Corriente			No Corriente					
			al 31.12.2020								
Tasa de Interés Nomi-nal	Tipo de Amortización	Garan-tía	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
8,40%	Al Vencimiento	Si	2.641	-	**2.641**	77.010	-	-	-	-	**77.010**
3,00%	Mensual	Si	402	1.192	**1.594**	1.590	662	-	-	-	**2.252**
2,71%	Al Vencimiento	Si	14	-	**14**	39.235	-	-	-	-	**39.235**
4,34%	Mensual	Si	1.575	75.656	**77.231**	-	-	-	-	-	**-**
1,46%	Mensual	Si	96.923	-	**96.923**	-	-	-	-	-	**-**
0,01%	Al Vencimiento	Si	26	237	**263**	316	290	-	-	-	**606**
0,01%	Al Vencimiento	Si	119	537	**656**	715	596	-	-	-	**1.311**
0,01%	Al Vencimiento	Si	136	407	**543**	543	362	-	-	-	**905**
2,60%	Semestral	No	-	4.880	**4.880**	2.435	-	-	-	-	**2.435**
2,97%	Mensual	No	11	664	**675**	996	996	996	996	332	**4.316**
3,12%	Semestral	No	142	-	**142**	7.914	19.482	19.482	9.741	-	**56.619**
5,80%	Al Vencimiento	No	-	121.194	**121.194**	-	-	-	-	-	**-**
3,00%	Mensual	Si	201	595	**796**	793	397	-	-	-	**1.190**
1,67%	Al Vencimiento	Si	3	-	**3**	-	-	1.143	-	-	**1.143**
6,30%	Al Vencimiento	Si	21	-	**21**	-	-	1.636	-	-	**1.636**
6,26%	Mensual	Si	2.404	3.525	**5.929**	4.700	4.700	4.700	4.700	10.967	**29.767**
6,26%	Mensual	Si	2.166	3.176	**5.342**	4.235	4.235	4.235	4.235	9.881	**26.821**
2,21%	Al Vencimiento	No	37.251	-	**37.251**	-	-	-	-	-	**-**
1,68%	Al Vencimiento	No	31.769	-	**31.769**	-	-	-	-	-	**-**
1,78%	Al Vencimiento	No	10.637	-	**10.637**	-	-	-	-	-	**-**
2,17%	Al Vencimiento	No	127	30.014	**30.141**	-	-	-	-	-	**-**
5,80%	Al Vencimiento	Si	-	-	**-**	-	18	18	18	74	**128**
4,10%	Al Vencimiento	No	38	20.731	**20.769**	-	-	-	-	-	**-**
3,70%	Al Vencimiento	No	58	-	**58**	46.989	-	-	-	-	**46.989**
2,58%	Al Vencimiento	No	62	-	**62**	-	38.698	-	-	-	**38.698**
9,60%	Mensual	Si	1.990	5.604	**7.594**	7.471	3.113	-	-	-	**10.584**
2,30%	Al Vencimiento	Si	390	-	**390**	-	-	-	-	-	**-**
1,84%	Al Vencimiento	Si	33.124	-	**33.124**	48.504	-	-	-	-	**48.504**
0,85%	Al Vencimiento	No	45.000	-	**45.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	**15.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	15.035	-	**15.035**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	**15.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	30.000	-	**30.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	**15.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	**15.000**	-	-	-	-	-	**-**
1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.196	**50.196**	-	-	-	-	-	**-**
1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	**50.000**	-	-	-	-	-	**-**
1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	**50.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	7.500	-	**7.500**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	**2.500**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	2.504	-	**2.504**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	**2.500**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	5.000	-	**5.000**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	**2.500**	-	-	-	-	-	**-**
0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	**2.500**	-	-	-	-	-	**-**
6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
3,95%	Mensual	Si	584	1.755	**2.339**	2.478	2.653	927	-	-	**6.058**
1,78%	Al Vencimiento	No	32.668	-	**32.668**	-	-	-	-	-	**-**
2,14%	Al Vencimiento	No	51.421	-	**51.421**	-	-	-	-	-	**-**
3,60%	Al Vencimiento	No	521	86.730	**87.251**	-	-	-	-	-	**-**
2,59%	Al Vencimiento	No	-	25.043	**25.043**	-	-	-	-	-	**-**
0,48%	Semestral	No	-	147.879	**147.879**	-	-	-	-	-	**-**
			482.464	**680.015**	**1.162.479**	**245.924**	**76.202**	**33.137**	**19.690**	**21.254**	**396.207**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acree-dora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	US$	4,40%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE	E.E.U.U.	US$	3,59%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	E.E.U.U.	US$	8,74%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	BRL	3,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES-A	Brasil	BRL	9,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES-B	Brasil	BRL	10,13%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES-F	Brasil	BRL	6,27%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	Brasil	US$	3,21%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO DE BOGOTÁ	Colombia	COP	5,47%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,86%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,78%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,83%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO AGRARIO	Colombia	COP	6,23%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	9,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 A	Brasil	BRL	9,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10,13%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	6,27%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	BRL	3,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	3,73%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	6,39%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP	Brasil	BRL	4,42%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERÚ	Perú	PEN	4,16%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK	E.E.U.U.	US$	4,16%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	E.E.U.U.	US$	3,06%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK	E.E.U.U.	US$	3,37%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNP	FRANCIA	US$	3,78%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP PARIBAS NY	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CITIBANK N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMORGAN CHASE BANK	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SUMITOMO MITSUI BANKING	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SOCIETE GENERALE	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	4,99%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	LINEA SOBREGIRO (BANCO SANTANDER)	Chile	CLP	6,00%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	BANCO CITIBANK	E.E.U.U.	US$	4,66%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1° PROTOCOLO	Brasil	BRL	4,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2° PROTOCOLO	Brasil	BRL	5,24%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª NOTA PROMISSÓRIA	Brasil	BRL	6,53%
Totales							

Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente			No Corriente					
			al 31.12.2019								
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
4,39%	Al Vencimiento	Si	1.586	-	**1.586**	75.769	-	-	-	-	**75.769**
3,58%	Al Vencimiento	Si	8	-	**8**	97.075	-	-	-	-	**97.075**
7,14%	Al Vencimiento	Si	3.411	-	**3.411**	-	99.436	-	-	-	**99.436**
3,00%	Mensual	Si	522	1.539	**2.061**	2.053	2.053	855	-	-	**4.961**
8,93%	Mensual	Si	1.524	1.514	**3.038**	-	-	-	-	-	**-**
9,93%	Mensual	Si	1.525	1.514	**3.039**	-	-	-	-	-	**-**
6,13%	Mensual	Si	33	98	**131**	-	-	-	-	-	**-**
3,20%	Trimestral	Si	620	53.436	**54.056**	-	-	-	-	-	**-**
5,09%	Semestral	No	-	5.108	**5.108**	5.074	2.537	-	-	-	**7.611**
5,36%	Mensual	No	20	-	**20**	692	1.038	1.038	1.038	1.384	**5.190**
5,03%	Trimestral	No	75	-	**75**	-	-	-	-	-	**-**
5,08%	Trimestral	No	64	-	**64**	-	-	-	-	-	**-**
5,11%	Trimestral	No	35	-	**35**	-	-	-	-	-	**-**
5,03%	Trimestral	No	126	123	**249**	-	-	-	-	-	**-**
5,08%	Trimestral	No	81	80	**161**	-	-	-	-	-	**-**
5,11%	Trimestral	No	77	77	**154**	-	-	-	-	-	**-**
5,74%	Trimestral	No	189	562	**751**	167	-	-	-	-	**167**
5,66%	Trimestral	No	97	272	**369**	158	-	-	-	-	**158**
5,71%	Trimestral	No	144	417	**561**	242	-	-	-	-	**242**
6,09%	Trimestral	No	488	1.400	**1.888**	1.191	-	-	-	-	**1.191**
8,82%	Al Vencimiento	No	-	24.793	**24.793**	-	-	-	-	-	**-**
8,93%	Mensual	Si	843	837	**1.680**	-	-	-	-	-	**-**
9,93%	Mensual	Si	843	837	**1.680**	-	-	-	-	-	**-**
6,13%	Mensual	Si	16	47	**63**	-	-	-	-	-	**-**
3,00%	Mensual	Si	261	768	**1.029**	1.024	1.024	512	-	-	**2.560**
3,72%	Al Vencimiento	Si	7	-	**7**	-	-	-	1.145	-	**1.145**
6,38%	Al Vencimiento	Si	21	-	**21**	-	-	-	1.641	-	**1.641**
6,58%	Mensual	Si	313	3.709	**4.022**	5.564	5.564	5.564	5.564	18.545	**40.801**
6,58%	Mensual	Si	282	3.342	**3.624**	5.012	5.012	5.012	5.012	16.708	**36.756**
4,41%	Mensual	Si	76	71.338	**71.414**	-	-	-	-	-	**-**
4,10%	Al Vencimiento	No	-	-	**-**	22.614	-	-	-	-	**22.614**
9,88%	Trimestral	Si	245	4.703	**4.948**	8.062	8.062	4.032	-	-	**20.156**
4,15%	Al Vencimiento	Si	812	-	**812**	145.407	-	-	-	-	**145.407**
1,95%	Trimestral	Si	391	-	**391**	-	48.576	-	-	-	**48.576**
3,36%	Trimestral	Si	123	48.028	**48.151**	-	-	-	-	-	**-**
3,77%	Al Vencimiento	Si	302	50.395	**50.697**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	105.546	**105.546**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	70.364	**70.364**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
4,65%	Al Vencimiento	No	495	60.534	**61.029**	-	-	-	-	-	**-**
4,00%	Mensual	Si	253	-	**253**	-	-	-	-	-	**-**
5,00%	Mensual	Si	722	2.132	**2.854**	6.201	4.623	-	-	-	**10.824**
6,52%	Mensual	No	876	-	**876**	-	-	-	-	-	-
			17.507	**689.423**	**706.930**	**376.305**	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

– Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Garantía**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2020**
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	7.103	7.103
Peru	US$	6,34%	Sin Garantía	-	275	275
Peru	PEN	6,24%	Sin Garantía	3.531	29.344	32.875
Brasil	BRL	6,24%	Sin Garantía	5.425	33.691	39.116
Colombia	COP	5,74%	Sin Garantía	245.073	80.240	325.313
Total				**254.029**	**155.058**	**409.087**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Garantía**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2019**
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.228	6.228
Peru	US$	6,06%	Sin Garantía	418	10.002	10.420
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	3.992	41.588	45.580
Brasil	BRL	7,33%	Sin Garantía	61.962	2.064	64.026
Colombia	COP	7,71%	Sin Garantía	33.128	100.781	133.909
Total				**99.500**	**165.134**	**264.634**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
-	-	-	-	588.112	588.112
3.611	-	-	-	-	3.611
-	-	-	-	10.017	10.017
31.787	44.225	42.126	38.697	161.837	318.672
67.383	62.493	361.796	92.308	175.405	759.385
254.173	223.554	202.170	220.981	284.119	1.184.997
356.954	**330.272**	**606.092**	**351.986**	**1.219.490**	**2.864.794**

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2019
-	-	-	-	586.224	586.224
6.543	3.223	-	-	-	9.766
-	-	-	-	10.001	10.001
30.152	34.675	48.244	45.954	218.755	377.780
43.503	85.696	240.094	298.609	316.363	984.265
307.641	264.755	232.874	134.501	450.078	1.389.849
387.839	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-13	Colombia	COP	6,36%	6,22%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-14	Colombia	COP	5,07%	4,98%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,60%	7,39%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-18	Colombia	COP	5,14%	5,04%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B5-18	Colombia	COP	4,35%	4,28%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-19	Colombia	COP	6,29%	6,15%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B10-19	Colombia	COP	5,10%	5,01%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-2020	Colombia	COP	4,69%	4,61%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-2020	Colombia	COP	3,98%	3,92%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	3,60%	3,59%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,41%	10,40%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	3,76%	3,75%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	10,61%	10,60%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	3,29%	3,28%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	9,27%	9,26%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 8VA EMISION SERIE A	Perú	US$	6,44%	6,34%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,41%	6,31%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 9NA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,48%	6,38%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 11ra emisión Serie A	Perú	PEN	6,25%	6,15%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 13ra emisión Serie A	Perú	PEN	5,72%	5,64%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 15VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,13%	5,06%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 12VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,26%	5,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 5TA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,55%	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 8VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,65%	7,51%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 9NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,02%	6,90%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 10ma emision Serie A	Perú	PEN	6,55%	6,44%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 2DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,55%	6,44%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 19NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	8,46%	8,29%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 20DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,28%	6,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 21MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,18%	6,09%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 1 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,88%	5,80%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 2 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,52%	5,45%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 3 EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,08%	5,99%

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Al Vencimiento	450	-	**450**	-	-	-	56.499	-	**56.499**
Al Vencimiento	51	54.062	**54.113**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	4.729	-	**4.729**	78.901	-	-	-	-	**78.901**
Al Vencimiento	241	-	**241**	-	-	58.445	-	-	**58.445**
Al Vencimiento	863	-	**863**	-	-	-	58.445	-	**58.445**
Al Vencimiento	529	-	**529**	-	-	-	-	46.756	**46.756**
Al Vencimiento	467	-	**467**	-	56.984	-	-	-	**56.984**
Al Vencimiento	343	-	**343**	-	81.823	-	-	-	**81.823**
Al Vencimiento	204	-	**204**	-	-	-	-	58.445	**58.445**
Al Vencimiento	341	-	**341**	-	-	73.057	-	-	**73.057**
Al Vencimiento	289	-	**289**	-	-	-	-	73.057	**73.057**
Anual	79	33.691	**33.770**	33.691	-	-	-	-	**33.691**
Anual	83	-	**83**	-	17.550	14.439	-	-	**31.989**
Al Vencimiento	10	-	**10**	-	7.701	-	-	-	**7.701**
Anual	151	-	**151**	-	-	31.524	25.017	-	**56.541**
Anual	473	-	**473**	33.691	33.050	-	-	-	**66.741**
Al Vencimiento	2.202	-	**2.202**	-	4.193	57.703	-	-	**61.896**
Al Vencimiento	-	275	**275**	-	-	-	-	10.017	**10.017**
Al Vencimiento	12	-	**12**	6.910	-	-	-	-	**6.910**
Al Vencimiento	-	150	**150**	11.056	-	-	-	-	**11.056**
Al Vencimiento	-	119	**119**	-	-	-	-	13.820	**13.820**
Al Vencimiento	273	-	**273**	13.820	-	-	-	-	**13.820**
Al Vencimiento	-	83	**83**	-	-	-	11.056	-	**11.056**
Al Vencimiento	307	-	**307**	-	-	-	-	13.820	**13.820**
Al Vencimiento	254	-	**254**	-	-	-	-	9.813	**9.813**
Al Vencimiento	-	139	**139**	-	-	-	-	16.585	**16.585**
Al Vencimiento	-	28.057	**28.057**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	-	56	**56**	-	16.585	-	-	-	**16.585**
Al Vencimiento	401	-	**401**	-	-	22.113	-	-	**22.113**
Al Vencimiento	454	-	**454**	-	-	-	-	19.349	**19.349**
Al Vencimiento	819	-	**819**	-	27.641	-	-	-	**27.641**
Al Vencimiento	-	264	**264**	-	-	20.013	-	-	**20.013**
Al Vencimiento	-	211	**211**	-	-	-	27.641	-	**27.641**
Al Vencimiento	413	-	**413**	-	-	-	-	27.641	**27.641**
Al Vencimiento	-	265	**265**	-	-	-	-	35.933	**35.933**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 4 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,19%	5,13%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B15-09	Colombia	COP	7,67%	7,46%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B12-09	Colombia	COP	6,10%	0,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS EXTERIOR	Colombia	COP	9,11%	8,75%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO	Colombia	COP	9,11%	8,75%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10	Colombia	COP	5,06%	4,97%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B15	Colombia	COP	5,18%	5,09%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B12-13	Colombia	COP	6,56%	6,41%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B16-14	Colombia	COP	5,70%	5,58%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10-14	Colombia	COP	5,38%	5,27%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B7-16	Colombia	COP	6,25%	6,11%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BONOS UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS SERIE ÚNICA U.S. $ 600 MILLONES	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	3,01%	2,99%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,61%	3,60%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,73%	8,72%
Total								

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-13	Colombia	COP	8,83%	8,55%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-14	Colombia	COP	7,50%	7,30%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-16	Colombia	COP	7,70%	7,49%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-18	Colombia	COP	7,57%	7,36%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B5-18	Colombia	COP	6,77%	6,60%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B10-19	Colombia	COP	7,53%	7,33%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7,26%	7,25%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,99%	10,50%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	6,95%	6,95%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	10,02%	9,10%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	6,48%	6,47%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	8,22%	7,36%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 8VA EMISION SERIE A	Perú	US$	6,44%	6,34%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,41%	6,31%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO SCOTIABANK CUARTO PROG 5TA EMISION SERIE A	Perú	US$	5,86%	5,78%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 5TA MISIÓN SERIE A	Perú	PEN	7,58%	7,44%

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Al Vencimiento	598	-	**598**	-	-	-	-	24.877	**24.877**
Al Vencimiento	168	-	**168**	-	-	16.219	-	-	**16.219**
Al Vencimiento	487	26.178	**26.665**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	28.540	-	**28.540**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	205.098	-	**205.098**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	226	-	**226**	87.644	-	-	-	-	**87.644**
Al Vencimiento	154	-	**154**	-	-	-	-	58.408	**58.408**
Al Vencimiento	389	-	**389**	-	-	-	106.036	-	**106.036**
Al Vencimiento	333	-	**333**	-	-	-	-	47.453	**47.453**
Al Vencimiento	361	-	**361**	-	-	54.450	-	-	**54.450**
Al Vencimiento	721	-	**721**	-	84.745	-	-	-	**84.745**
Al Vencimiento	88	-	**88**	87.630	-	-	-	-	**87.630**
Al Vencimiento	-	5	**5**	-	-	-	-	858	**858**
Semestral	-	7.103	**7.103**	3.611	-	-	-	-	**3.611**
Al Vencimiento	-	4.400	**4.400**	-	-	-	-	587.253	**587.253**
Semestral	1.153	-	**1.153**	-	-	192.318	-	-	**192.318**
Anual	459	-	**459**	-	-	65.811	67.292	-	**133.103**
Al Vencimiento	816	-	**816**	-	-	-	-	175.405	**175.405**
	254.029	**155.058**	**409.087**	**356.954**	**330.272**	**606.092**	**351.986**	**1.219.490**	**2.864.794**

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2019								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Al Vencimiento	648	-	**648**	-	-	-	-	58.860	**58.860**
Al Vencimiento	79	-	**79**	56.321	-	-	-	-	**56.321**
Al Vencimiento	96	27.398	**27.494**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	4.959	-	**4.959**	-	82.198	-	-	-	**82.198**
Al Vencimiento	253	-	**253**	-	-	-	60.887	-	**60.887**
Al Vencimiento	900	-	**900**	-	-	-	-	60.887	**60.887**
Al Vencimiento	805	-	**805**	-	-	-	-	48.710	**48.710**
Al Vencimiento	751	-	**751**	-	-	59.365	-	-	**59.365**
Al Vencimiento	360	-	**360**	-	-	85.242	-	-	**85.242**
Al Vencimiento	306	-	**306**	-	-	-	-	60.887	**60.887**
Anual	177	-	**177**	43.503	42.915	-	-	-	**86.418**
Anual	98	-	**98**	-	-	21.525	18.447	-	**39.972**
Al Vencimiento	21	-	**21**	-	-	9.944	-	-	**9.944**
Anual	179	-	**179**	-	-	-	36.218	33.388	**69.606**
Anual	1.400	-	**1.400**	-	42.781	43.142	-	-	**85.923**
Al Vencimiento	2.752	-	**2.752**	-	-	-	76.539	-	**76.539**
Al Vencimiento	273	-	**273**	-	-	-	-	10.001	**10.001**
Al Vencimiento	-	12	**12**	-	7.538	-	-	-	**7.538**
Al Vencimiento	145	10.002	**10.147**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	269	9.046	**9.315**	-	-	-	-	-	**-**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 9NA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,38%	6,28%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 11RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,15%	6,06%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 13RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	5,64%	5,56%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 15VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,06%	5,00%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 12VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,19%	5,13%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,86%	6,75%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 5TA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,41%	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 1RA EMISION SERIE B	Perú	PEN	6,61%	6,50%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 8VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,51%	7,38%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 9NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,90%	6,78%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 10MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,44%	6,34%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 2DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,44%	6,34%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 19NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	8,29%	8,12%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 20DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,19%	6,09%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 21MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,09%	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 1 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,80%	5,72%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 2 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,45%	5,38%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 3 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,99%	5,91%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 4 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,13%	5,06%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B15-09	Colombia	COP	10,16%	9,80%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B12-09	Colombia	COP	10,17%	9,81%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS EXTERIOR	Colombia	COP	9,11%	8,75%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO	Colombia	COP	9,11%	8,75%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10	Colombia	COP	7,50%	7,29%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B15	Colombia	COP	7,62%	7,41%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B12-13	Colombia	COP	8,94%	8,65%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B16-14	Colombia	COP	8,15%	7,91%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10-14	Colombia	COP	7,82%	7,60%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B7-16	Colombia	COP	8,71%	8,44%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BONOS UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS SERIE ÚNICA U.S. $ 600 MILLONES	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	6,42%	6,42%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,80%	6,79%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,82%	6,27%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª NOTA PROMISSÓRIA	Brasil	BRL	6,17%	6,17%
Total								

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2019								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Al Vencimiento	-	162	**162**	-	12.061	-	-	-	**12.061**
Al Vencimiento	-	127	**127**	-	-	-	-	15.076	**15.076**
Al Vencimiento	295	-	**295**	-	15.076	-	-	-	**15.076**
Al Vencimiento	-	89	**89**	-	-	-	-	12.061	**12.061**
Al Vencimiento	333	-	**333**	-	-	-	-	15.076	**15.076**
Al Vencimiento	359	15.075	**15.434**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	275	-	**275**	-	-	-	-	10.704	**10.704**
Al Vencimiento	-	15.185	**15.185**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	-	148	**148**	-	-	-	-	18.091	**18.091**
Al Vencimiento	-	449	**449**	30.152	-	-	-	-	**30.152**
Al Vencimiento	-	57	**57**	-	-	18.091	-	-	**18.091**
Al Vencimiento	434	-	**434**	-	-	-	24.122	-	**24.122**
Al Vencimiento	491	-	**491**	-	-	-	-	21.108	**21.108**
Al Vencimiento	888	-	**888**	-	-	30.153	-	-	**30.153**
Al Vencimiento	-	284	**284**	-	-	-	21.832	-	**21.832**
Al Vencimiento	-	225	**225**	-	-	-	-	30.152	**30.152**
Al Vencimiento	-	446	**446**	-	-	-	-	30.152	**30.152**
Al Vencimiento	-	283	**283**	-	-	-	-	39.198	**39.198**
Al Vencimiento	648	-	**648**	-	-	-	-	27.137	**27.137**
Al Vencimiento	231	-	**231**	-	-	-	16.897	-	**16.897**
Al Vencimiento	667	-	**667**	27.271	-	-	-	-	**27.271**
Al Vencimiento	2.333	-	**2.333**	27.152	-	-	-	-	**27.152**
Al Vencimiento	16.766	-	**16.766**	196.897	-	-	-	-	**196.897**
Al Vencimiento	347	-	**347**	-	91.293	-	-	-	**91.293**
Al Vencimiento	235	-	**235**	-	-	-	-	60.844	**60.844**
Al Vencimiento	556	-	**556**	-	-	-	-	110.458	**110.458**
Al Vencimiento	493	-	**493**	-	-	-	-	49.432	**49.432**
Al Vencimiento	543	-	**543**	-	-	-	56.717	-	**56.717**
Al Vencimiento	362	39.897	**40.259**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	304	33.486	**33.790**	-	-	-	-	-	**-**
Al Vencimiento	1.042	-	**1.042**	-	-	88.267	-	-	**88.267**
Al Vencimiento	92	-	**92**	-	91.264	-	-	-	**91.264**
Al Vencimiento	-	5	**5**	-	-	-	-	858	**858**
Semestral	-	6.228	**6.228**	6.543	3.223	-	-	-	**9.766**
Al Vencimiento	-	4.466	**4.466**	-	-	-	-	585.366	**585.366**
Semestral	3.923	-	**3.923**	-	-	165.483	82.762	-	**248.245**
Anual	-	1.120	**1.120**	-	-	-	84.643	86.760	**171.403**
Al Vencimiento	-	944	**944**	-	-	-	-	196.215	**196.215**
Mensual	53.412	-	**53.412**	-	-	-	-	-	**-**
	99.500	**165.134**	**264.634**	**387.839**	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2020
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	3.478	151.477	154.955
Total				**3.478**	**151.477**	**154.955**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2019
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	11.275	384.712	395.987
Total				**11.275**	**384.712**	**395.987**

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,24%	8,23%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,22%	8,21%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,02%	3,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,10%	3,08%
Total								

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 9 EMISSION (AMPL19)	Brasil	BRL	6,80%	6,78%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	3ª NOTA PROMISSORIA ITAÚ	Brasil	BRL	6,69%	6,68%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,45%	6,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,62%	6,60%
Total								

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289
149.733	**150.272**	**16.027**	**16.027**	**63.230**	**395.289**

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2019
194.043	192.045	192.727	19.628	98.086	696.529
194.043	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Anual	727	10.570	11.297	10.620	10.595	10.595	10.595	41.778	84.183
Anual	317	5.495	5.812	5.432	5.446	5.432	5.432	21.452	43.194
Al Vencimiento	758	135.412	136.170	-	-	-	-	-	-
Anual	1.676	-	1.676	133.681	134.231	-	-	-	267.912
	3.478	**151.477**	**154.955**	**149.733**	**150.272**	**16.027**	**16.027**	**63.230**	**395.289**

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2019								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Al Vencimiento	226	148.960	149.186	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	1.516	216.039	217.555	-	-	-	-	-	-
Semestral	713	12.980	13.693	12.987	12.988	12.988	12.989	64.866	116.818
Mensual	288	6.733	7.021	6.638	6.639	6.639	6.639	33.220	59.775
Al Vencimiento	2.812	-	2.812	174.418	-	-	-	-	174.418
Anual	5.720	-	5.720	-	172.418	173.100	-	-	345.518
	11.275	**384.712**	**395.987**	**194.043**	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS$ 4.017.861 (MUS$ 4.877.583 al 31 de diciembre de 2019). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MITSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US$	0,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	6,15%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	12,32%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,30%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,02%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjera	FUNDAÇÃO CESP (*)	Brasil	BRL	9,47%
Total							

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MITSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US$	0,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	9,11%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	14,42%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%
Total							

(*) Ver Nota 26.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2020, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US$") del Grupo, MUS$ 35.064 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS$ 29.474 y MUS$ 40.867 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) (Ver Nota 3.n).

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-
Mensual	82	165	247	-	-	-	-	-	-
Mensual	69	206	275	160	-	-	-	-	160
Mensual	78	233	311	311	259	-	-	-	570
Semestral	-	6.088	6.088	6.494	7.594	7.494	7.494	11.709	40.785
Mensual	1.670	7.240	8.910	7.493	3.141	-	-	-	10.634
Mensual	1.033	4.245	5.278	3.563	777	-	-	-	4.340
Mensual	613	1.736	2.349	1.630	1.797	1.975	2.165	4.506	12.073
Mensual	113	339	452	318	318	159	-	-	795
Trimestral	49	-	49	-	-	-	-	-	-
Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	-
Trimestral	51.685	12.929	64.614	34.477	34.477	34.477	8.619	-	112.050
	55.458	**33.181**	**88.639**	**54.446**	**48.363**	**44.105**	**18.278**	**16.215**	**181.407**

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2019								
Tipo de Vencimiento	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	81	244	325	27	-	-	-	-	27
Mensual	106	319	425	319	-	-	-	-	319
Mensual	89	266	355	355	207	-	-	-	562
Mensual	100	301	401	402	402	335	-	-	1.139
Semestral	-	7.281	7.281	2.834	3.221	6.753	8.013	19.827	40.648
Mensual	3.526	7.992	11.518	11.022	11.022	5.403	-	-	27.447
Mensual	2.113	3.659	5.772	5.522	5.522	2.194	-	-	13.238
Mensual	178	534	712	620	620	620	310	-	2.170
Mensual	748	2.099	2.847	2.058	2.260	2.475	2.705	9.055	18.553
	6.941	**22.695**	**29.636**	**23.159**	**23.254**	**17.780**	**11.028**	**28.882**	**104.103**

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
	2020	2019	2018
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**(9.453)**	**(9.882)**	**(9.754)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.319)	424	(1.181)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	913	189	634
Diferencias de conversión	756	(184)	419
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(9.103)**	**(9.453)**	**(9.882)**

e) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional. (MUS$ 706.000 al 31 de diciembre de 2019).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2020
Chile	US$	0,94%	175.940	150.366	326.306
Perú	PEN	2,71%	1.102	171.132	172.234
Perú	US$	2,59%	151	25.050	25.201
Colombia	COP	3,62%	2.746	125.276	128.022
Brasil	US$	2,91%	294.873	107.696	402.569
Brasil	BRL	3,80%	10.496	112.467	122.963
Total			**485.308**	**691.987**	**1.177.295**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2019
Chile	US$	3,33%	2.859	350.952	353.811
Perú	PEN	4,10%	235	704	939
Colombia	COP	5,61%	2.221	34.131	36.352
Brasil	US$	4,40%	6.217	298.443	304.660
Brasil	BRL	6,56%	11.071	32.956	44.027
Total			**22.603**	**717.186**	**739.789**

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2020
Chile	US$	5,30%	6.248	18.743	24.991
Chile	UF	5,75%	172	7.482	7.654
Perú	US$	6,34%	157	471	628
Perú	PEN	6,24%	5.292	42.218	47.510
Colombia	COP	5,74%	236.187	138.040	374.227
Brasil	BRL	5,94%	17.348	236.255	253.603
Total			**265.404**	**443.209**	**708.613**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
-	-	-	-	-	-
48.505	39.557	-	-	-	88.062
-	-	-	-	-	-
15.435	23.344	21.204	10.775	334	71.092
49.366	127	2.819	-	-	52.312
143.573	18.697	11.953	10.476	22.414	207.113
256.879	**81.725**	**35.976**	**21.251**	**22.748**	**418.579**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
-	-	-	-	-	-
23.080	-	-	-	-	23.080
8.228	3.875	1.200	1.145	1.439	15.887
322.374	49.552	140	2.827	-	374.893
39.125	129.934	22.224	13.671	37.964	242.918
392.807	**183.361**	**23.564**	**17.643**	**39.403**	**656.778**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
24.991	24.991	24.991	24.991	621.693	721.657
3.807	-	-	-	-	3.807
628	628	628	628	11.309	13.821
50.087	60.314	56.162	50.510	209.399	426.472
321.820	270.759	238.759	247.208	332.765	1.411.311
278.779	393.232	312.535	106.090	261.456	1.352.092
680.112	**749.924**	**633.075**	**429.427**	**1.436.622**	**3.929.160**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2019**
Chile	US$	5,30%	6.265	18.794	25.059
Chile	UF	5,75%	340	7.080	7.420
Perú	US$	6,06%	305	10.768	11.073
Perú	PEN	6,31%	6.444	57.879	64.323
Colombia	COP	7,18%	28.377	182.656	211.033
Brasil	BRL	7,34%	88.674	487.188	575.862
Total			**130.405**	**764.365**	**894.770**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2020**
Argentina	US$	0,25%	1.946	4.296	6.242
Colombia	COP	0,32%	94	-	94
Brasil	BRL	7,19%	58.113	34.017	92.130
Total			**60.153**	**38.313**	**98.466**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2019**
Argentina	US$	0,25%	1.195	6.339	7.534
Brasil	BRL	7,54%	9.081	27.222	36.303
Total			**10.276**	**33.561**	**43.837**

Nota 21. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Pasivos por arrendamientos	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Pasivos por arrendamientos	51.495	91.070	81.644	108.625
Total	**51.495**	**91.070**	**81.644**	**108.625**

No Corriente					
		Vencimiento			Total No Corriente al 31.12.2019
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
25.059	25.059	25.059	25.059	646.809	747.045
7.247	3.555	-	-	-	10.802
632	632	632	632	11.948	14.476
51.881	54.694	65.866	61.329	283.798	517.568
394.102	338.555	283.029	173.072	535.052	1.723.810
349.956	374.265	503.825	360.895	463.679	2.052.620
828.877	**796.760**	**878.411**	**620.987**	**1.941.286**	**5.066.321**

No Corriente					
		Vencimiento			Total No Corriente al 31.12.2020
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
3.781	4.374	7.494	7.494	18.590	41.733
-	-	-	-	-	-
56.158	44.720	37.124	11.104	4.796	153.902
59.939	**49.094**	**44.618**	**18.598**	**23.386**	**195.635**

					No Corriente
				Vencimiento	Total No Corriente al 31.12.2019
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
5.340	5.175	5.383	4.770	21.881	42.549
30.630	28.683	17.293	3.711	9.943	90.260
35.970	**33.858**	**22.676**	**8.481**	**31.824**	**132.809**

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA SAS	Colombia	COP	12,94%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES ALIADOS S.A.S	Colombia	COP	12,50%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ANA MARIA RESTREPO PEREA	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,93%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	4,20%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia	COP	7,71%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia	COP	7,60%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACCI S.A.S	Colombia	COP	7,99%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	4,20%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES	Colombia	COP	7,80%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	E Y D Y COMPAÑIA S.C	Colombia	COP	4,20%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,88%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	C.I. ALLIANCE S.A.	Colombia	COP	7,50%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TERRAPUERTO SAS	Colombia	COP	7,50%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	COMPAÑIA GENERAL DE	Colombia	COP	7,50%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia	COP	7,72%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL SAS	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	6,24%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	5,54%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	4,37%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	1,61%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGINMUEBLES PANAMERICANA S.A.	Perú	PEN	5,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGMZ-INMOBILIARIA & DESARROLLADORA S.A.	Perú	PEN	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,70%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	CORP MG	Perú	US$	2,27%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	SOVI INVERSIONES S.A.C.	Perú	US$	3,19%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA CONTINENTAL	Perú	US$	2,84%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	7,57%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	7,47%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	COMPAÑÍA NAVIERA DEL GUAVIO LTDA.	Colombia	COP	5,72%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS	Colombia	COP	7,93%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS Mareauto Colombia S.A.S	Colombia	COP	13,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	14,08%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	GESTIÓN INMOBILIARIA MIC S.A.S	Colombia	COP	7,48%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	EMPRESA INMOBILIARIA DE CUNDINAMARCA	Colombia	COP	6,90%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PAOLA ANDREA LONDOÑO	Colombia	COP	8,18%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia	COP	9,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%)	Brasil	BRL	10,55%

Mensual	68	10	78	-	-	-	-	-	-
Mensual	75	130	205	-	-	-	-	-	-
Mensual	82	-	82	-	-	-	-	-	-
Mensual	19	46	65	-	-	-	-	-	-
Mensual	19	46	65	-	-	-	-	-	-
Mensual	15	34	49	-	-	-	-	-	-
Mensual	5	11	16	-	-	-	-	-	-
Mensual	24	-	24	-	-	-	-	-	-
Mensual	129	304	433	-	-	-	-	-	-
Mensual	102	240	342	-	-	-	-	-	-
Mensual	54	109	163	-	-	-	-	-	-
Mensual	12	-	12	-	-	-	-	-	-
Mensual	37	12	49	-	-	-	-	-	-
Mensual	7	21	28	-	-	-	-	-	-
Mensual	15	45	60	-	-	-	-	-	-
Mensual	51	32	83	-	-	-	-	-	-
Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-
Mensual	14	9	23	-	-	-	-	-	-
Mensual	26	52	78	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	6	18	24	26	28	-	-	-	54
Mensual	6	17	23	24	26	-	-	-	50
Mensual	2	5	7	5	-	-	-	-	5
Mensual	13	15	28	26	28	30	33	942	1.059
Mensual	95	224	319	254	273	294	316	4.802	5.939
Mensual	67	113	180	178	192	206	221	3.368	4.165
Mensual	57	107	164	152	163	176	189	2.904	3.584
Mensual	95	56	151	51	-	-	-	-	51
Mensual	16	-	16	-	-	-	-	-	-
Mensual	7	17	24	2	-	-	-	-	2
Mensual	1	3	4	4	5	5	-	-	14
Mensual	2	4	6	5	6	6	-	-	17
Mensual	3	6	9	9	10	10	-	-	29
Mensual	2	4	6	6	6	6	-	-	18
Mensual	2	4	6	5	6	6	-	-	17
Mensual	2	4	6	5	6	6	-	-	17
Mensual	2	3	5	5	5	5	-	-	15
Mensual	2	4	6	6	6	6	-	-	18
Mensual	2	4	6	6	6	6	-	-	18
Mensual	2	4	6	6	6	6	-	-	18
Mensual	1	3	4	4	4	4	-	-	12
Mensual	2	4	6	6	6	6	-	-	18
Mensual	9	23	32	-	-	-	-	-	-
Mensual	22	60	82	-	-	-	-	-	-
Trimestral	617	1.863	2.480	2.620	-	-	-	-	2.620
Trimestral	99	298	397	311	106	-	-	-	417
Trimestral	1.758	5.328	7.086	7.374	1.893	-	-	-	9.267
Trimestral	-	95	95	382	95	-	-	-	477
Mensual	54	164	218	229	240	253	87	-	809
Mensual	11	-	11	-	-	-	-	-	-
Mensual	26	75	101	107	-	-	-	-	107
Mensual	1	766	767	1.697	1.697	1.697	1.697	7.777	14.565
Mensual	22	102	124	93	93	46	-	-	232
Trimestral	2.418	7.268	9.686	2.397	-	-	-	-	2.397
Trimestral	627	628	1.255	-	-	-	-	-	-
Trimestral	-	1.432	1.432	1.463	-	-	-	-	1.463
Mensual	8	11	19	-	-	-	-	-	-
Mensual	8	6	14	-	-	-	-	-	-
Mensual	52	156	208	72	-	-	-	-	72
Mensual	69	164	233	-	-	-	-	-	-
Mensual	208	632	840	72	-	-	-	-	72
Mensual	55	112	167	-	-	-	-	-	-
Mensual	5	17	22	2	-	-	-	-	2
Mensual	-	1	1	6	1	-	-	-	7
Mensual	7	-	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Mensual	13	4	17	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	9	12	3	-	-	-	-	3
Mensual	106	162	268	209	121	28	-	-	358
Mensual	622	1.040	1.662	1.515	1.674	1.851	2.046	2.461	9.547

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MICHEL ESPER SAAD JUNIOR / SELMA MICHEL SAAD / DORA SAAD	Brasil	BRL	6,66%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SIFONT - COMÉRCIO DE PRODUTOS ADESIVOS LTDA - PPE / DAISAN CONSULTORIA E NEGÓCIOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	8,22%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	GABRIEL CHUCAIR / SANDRA REGINA MARQUES PEREIRA CHUCAIR / EDUARDO CHUCAIR / MAURÍCIO CHUCAIR	Brasil	BRL	2,42%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOAQUIM VICENTE MARTINS / MARIA FERNANDA DOS SANTOS MARTINS	Brasil	BRL	4,44%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DINARTEK ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	Brasil	BRL	4,44%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LUIZ ROBERTO GIL CONSULTORIA	Brasil	BRL	6,66%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RECOLOR MERCANTIL LTDA	Brasil	BRL	5,37%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FADL IBRAHIM MADJOUB / WADAD ABDUL MANDJOUB	Brasil	BRL	5,83%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ROGERIO PEREIRA DA SILVA / SIMONE DA SILVA	Brasil	BRL	5,83%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CONSTRUTORA AVILA DE AZEVEDO EIRELI	Brasil	BRL	5,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FABIO HIROYUKI OGAWA / MÔNICA HITOMI KONDO	Brasil	BRL	3,33%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SERGIO PEREIRA LEITE	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ CARLOS RIBEIRO / ANA CLÁUDIA LAPORTE RIBEIRO	Brasil	BRL	4,92%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	M.O. INCORPORAÇÕES & PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	5,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EMILIANA RIBEIRO / SUZANA APARECIDA RIBEIRO / VICTOR JESUS RIBEIRO / JOSEPH AUGUSTO RIBEIRO	Brasil	BRL	3,33%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LOURIVAL ASSUNÇÃO DE ABREU	Brasil	BRL	5,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL LOCAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CSC COMPUTER SCIENCES BRASIL S.A.	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DIRCE GONÇALVES GOMES	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FREXOSO SALAZAR	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DARCIO ANTONIO LEARDINI / RITA DE CASSIA PONTIERI LEARDINI / VINICIUS LEARDINI / PATRICIA LEARDINI SOUZA / MURILO LEARDINI	Brasil	BRL	7,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ HENRIQUE DOS SANTOS SOUSA / JOSÉ ANTUNES GOMES DE SOUSA	Brasil	BRL	6,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MARIA ANGELA RODRIGUES LODO MOTA	Brasil	BRL	7,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	HONÓRIO PEREIRA DOMINGUES	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EDNEIA DE SOUZA SOARES	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MADALENA OLIVEIRA DA SILVA / RENAN OLIVEIRA SILVA / SULIVAN OLIVEIRA SILVA	Brasil	BRL	7,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADAQUIR PRISCO	Brasil	BRL	7,82%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	NEWTON PEREIRA DA SILVA	Brasil	BRL	6,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DALMAS PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	8,02%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACG PROJETOS & DECORAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADA MARIA VASONE / OLGA MARIA VASONE DE CASTRO CONDE / PATRICIA MARIA VASONE SPINGOLA / ARMANDO VASONE FILHO	Brasil	BRL	7,82%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO PADRE ANCHIETA - CENTRO PAULISTA DE RÁDIO TV EDUCATIVAS	Brasil	BRL	7,82%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RUJO CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TIVIT TERCEIRIZAÇÃO DE PROCESSOS, SERVIÇOS E TECNOLOGIA S.A.	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	2,42%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,83%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ITAPOAM ADMINISTRADORA DE BENS LTDA	Brasil	BRL	9,87%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	VAMOS	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL	Brasil	BRL	13,39%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS	Brasil	BRL	6,57%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US$	2,81%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	PEN	1,59%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ELIAS MARCELO LAOS HUAMAN	Perú	US$	2,23%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	5,45%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,51%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	2,23%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	EUR	9,31%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	BM LOGÍSTICA S.A.	Brasil	BRL	5,94%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	BRL	13,11%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	LM TRANSPORTES INTERESTADUAIS SERVIÇOS E COMÉRCIO S.A.	Brasil	BRL	6,23%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	LOCALIZA RENT A CAR	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	INTER EMPRENDIMENTOS IMOBILIARIOS L	Brasil	BRL	4,76%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	GABRIELA DA SILVA BRAGA	Brasil	BRL	2,42%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MAIANA DE FÁTIMA BEZERRA PINHEIRO	Brasil	BRL	2,42%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SJ ADMINISTRAÇÃO DE IMÓVEIS	Brasil	BRL	9,67%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALTER FURTADO ADVOGADOS ASSOCIADOS	Brasil	BRL	7,41%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CARLOS NILBERTO LIMA VENANCIO	Brasil	BRL	10,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	75	160	235	226	119	-	-	-	345
Mensual	22	42	64	60	65	70	76	20	291
Mensual	11	-	11	-	-	-	-	-	-
Mensual	28	53	81	12	-	-	-	-	12
Mensual	18	40	58	-	-	-	-	-	-
Mensual	9	16	25	23	23	-	-	-	46
Mensual	18	41	59	28	-	-	-	-	28
Mensual	13	29	42	40	3	-	-	-	43
Mensual	11	22	33	31	-	-	-	-	31
Mensual	3	7	10	6	-	-	-	-	6
Mensual	3	2	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	3	4	3	-	-	-	-	3
Mensual	1	3	4	2	-	-	-	-	2
Mensual	3	2	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	5	7	5	-	-	-	-	5
Mensual	85	183	268	266	242	-	-	-	508
Mensual	6	-	6	-	-	-	-	-	-
Mensual	28	-	28	-	-	-	-	-	-
Mensual	10	20	30	28	30	18	-	-	76
Mensual	7	12	19	17	18	11	-	-	46
Mensual	7	13	20	19	20	11	-	-	50
Mensual	1	3	4	4	4	1	-	-	9
Mensual	1	2	3	3	3	2	-	-	8
Mensual	1	2	3	3	3	2	-	-	8
Mensual	1	2	3	3	3	1	-	-	7
Mensual	1	2	3	4	4	2	-	-	10
Mensual	2	3	5	5	5	3	-	-	13
Mensual	2	5	7	7	7	2	-	-	16
Mensual	5	9	14	13	14	9	-	-	36
Mensual	3	6	9	8	9	7	-	-	24
Mensual	9	18	27	26	28	2	-	-	56
Mensual	121	127	248	181	162	-	-	-	343
Mensual	11	22	33	32	34	18	-	-	84
Mensual	776	-	776	-	-	-	-	-	-
Mensual	527	-	527	-	-	-	-	-	-
Mensual	85	189	274	153	-	-	-	-	153
Mensual	67	86	153	124	137	151	138	-	550
Mensual	1.228	1.641	2.869	2.368	2.592	2.836	3.104	3.207	14.107
Mensual	133	413	546	586	309	-	-	-	895
Mensual	202	629	831	892	311	-	-	-	1.203
Mensual	69	294	363	252	305	-	-	-	557
Mensual	505	902	1.407	520	-	-	-	-	520
Trimestral	2.233	4.529	6.762	-	-	-	-	-	-
Trimestral	-	45	45	181	45	-	-	-	226
Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Trimestral	6	14	20	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	7	21	28	26	-	-	-	-	26
Mensual	-	362	362	802	802	802	802	3.674	6.882
Mensual	12	36	48	31	-	-	-	-	31
Mensual	9	27	36	22	-	-	-	-	22
Mensual	15	46	61	38	-	-	-	-	38
Mensual	15	2	17	3	4	4	4	371	386
Mensual	10	5	15	-	-	-	-	-	-
Mensual	38	-	38	-	-	-	-	138	138
Mensual	-	-	-	3	3	-	-	2	8
Mensual	-	-	-	-	-	-	-	6	6
Mensual	4	11	15	6	-	-	-	-	6
Mensual	3	1	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	1	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	6	8	9	2	-	-	-	11
Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	-
Mensual	29	86	115	72	-	-	-	-	72

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	UNIMÓVEIS	Brasil	BRL	10,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ELUÍSIO SOARES DA SILVA	Brasil	BRL	10,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FELIPE DE SOUSA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	F OLIVEIRA CORRETOR	Brasil	BRL	6,93%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO DE ASSIS ROCHA RODRIGUES	Brasil	BRL	6,93%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MADELINE CORDEIRO CAVALCANTE	Brasil	BRL	8,31%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA OTACIANA NOGUEIRA CASTRO	Brasil	BRL	5,83%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA DAS GRACAS TIMBO D MARTINS	Brasil	BRL	7,75%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO CANUTO LINS	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZA MARTINS CAVALCANTI	Brasil	BRL	6,48%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	S.M. ALVES MOURA-ME	Brasil	BRL	5,91%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BERTRANS BERTOTTI TRANSPORTES DE CARGAS SECAS	Brasil	BRL	4,44%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CLAUDIO SEBASTIÃO DE LIMA	Brasil	BRL	5,37%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SOLI EMPREENDIMENTOS E CONSTRUÇÕES LTDA	Brasil	BRL	5,83%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	EXPEDITO ARAGÃO PONTES	Brasil	BRL	6,78%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	VINÍCIUS ANJOS DE SOUZA	Brasil	BRL	8,55%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURÍCIO MANHÃE DE LIMA	Brasil	BRL	5,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	PAULO ALBERTO SILVA DE ANDRADE	Brasil	BRL	10,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ CLAUDIO MACHADO	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OLIVER DA SILVA BARRETO	Brasil	BRL	9,67%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURO JOSÉ RODRIGUES FELGA	Brasil	BRL	11,78%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MARILENE DAFLON JAPOR TORRES	Brasil	BRL	4,76%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LIGIA RIBEIRO GARCIA DE REZENDE	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZ ANTONIO SIQUEIRA GONÇALVES	Brasil	BRL	10,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CONSÓRCIO GDA SERVIÇOS DE TRANSPOR	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSUÉ COUTO DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALOYSIO DOS SANTOS ERTHAL	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MIGUEL GUERREIRO MARTINS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	NITERÓI EMPRESA DE LAZER E TURISMO S/A	Brasil	BRL	12,94%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEONARDO CAMPOS	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO LOPES MEZAVILLA JUNIOR	Brasil	BRL	9,44%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALICE ALT BITTENCOURT	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO COELHO DE ALENCAR	Brasil	BRL	9,44%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ISIDRO DA SILVA FERREIRA	Brasil	BRL	10,88%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ MARTINS FILHO	Brasil	BRL	8,55%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	AGNOS COMÉRCIO DE PARAF. LTDA	Brasil	BRL	4,97%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	LUSIA GOMES JESUS	Brasil	BRL	4,66%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,73%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	5,81%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	RAMES ABRAHÃO BASÍLIO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO FRANCISCO DE MIRANDA	Brasil	BRL	9,10%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO SERGIO MACHADO	Brasil	BRL	8,86%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SANT'ANA DINIZ & MOURA AGORPECUÁRIA LTDA.	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	NERCI BERNARDO DA COSTA	Brasil	BRL	9,10%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO FRANCISCO DOURADO	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FLÁVIO DE OLIVEIRA BRAGA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EDIVALDO GODOI DA SILVA	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ADAIR DEODORO SILVA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SELSSI GUEDES DOURADO	Brasil	BRL	9,84%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANA MARIA IANNACONI BORGES	Brasil	BRL	9,84%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	TEREZINHA DO CARMOS DE JESUS	Brasil	BRL	9,84%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	SOCIEDAD DE HECHO ENTRE DEL TORO LEONARDO Y DEL TORO DOMINGO	Argentina	ARS	0,62%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	7,67%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.800.570-7	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S A.	Chile	UF	0,01%
				Total			

	Corriente			No Corriente					
	al 31.12.2020								
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	4	1	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	3	3	3	2	-	11
Mensual	2	6	8	8	8	3	-	-	19
Mensual	2	6	8	8	9	1	-	-	18
Mensual	1	2	3	3	3	4	4	12	26
Mensual	1	3	4	2	-	-	-	-	2
Mensual	1	1	2	1	1	2	2	13	19
Mensual	1	3	4	4	4	5	6	11	30
Mensual	1	2	3	2	-	-	-	-	2
Mensual	1	4	5	4	-	-	-	-	4
Mensual	171	85	256	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	38	22	60	28	-	-	-	-	28
Mensual	1	3	4	4	2	-	-	-	6
Mensual	13	-	13	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	8	11	7	-	-	-	-	7
Mensual	11	5	16	4	-	-	-	-	4
Mensual	6	15	21	22	24	26	28	30	130
Mensual	10	24	34	-	-	-	-	-	-
Mensual	24	16	40	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	13	17	4	-	-	-	-	4
Mensual	1	3	4	2	-	-	-	-	2
Mensual	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	9	13	13	14	16	18	20	81
Mensual	140	-	140	-	-	-	-	-	-
Mensual	167	498	665	415	-	-	-	-	415
Mensual	2	7	9	3	-	-	-	-	3
Mensual	1.851	-	1.851	717	778	844	919	1.022	4.280
Mensual	1	2	3	3	2	-	-	-	5
Mensual	4	5	9	-	-	-	-	-	-
Mensual	7	-	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	1	2	2	2	1	-	-	5
Mensual	1	4	5	1	-	-	-	-	1
Mensual	15	2	17	3	3	3	4	22	35
Mensual	1	3	4	5	5	-	-	-	10
Mensual	10	3	13	4	4	5	5	11	29
Mensual	11	6	17	6	-	-	-	-	6
Mensual	4	9	13	12	14	15	16	37	94
Mensual	1	3	4	4	4	5	6	17	36
Mensual	-	1	1	2	2	2	-	-	6
Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Mensual	113	-	113	-	-	-	-	-	-
Mensual	27	81	108	65	-	-	-	-	65
Mensual	587	167	754	-	-	-	-	-	-
Mensual	102	-	102	-	-	-	-	-	-
Mensual	19	-	19	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	4	4	2	-	-	10
Mensual	1	2	3	2	3	1	-	-	6
Mensual	13	-	13	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	3	4	4	5	-	-	-	9
Mensual	1	3	4	4	4	-	-	-	8
Mensual	1	5	6	7	8	8	-	-	23
Mensual	1	2	3	3	3	3	-	-	9
Mensual	1	3	4	5	5	5	-	-	15
Mensual	1	2	3	3	3	3	1	-	10
Mensual	4	4	8	6	6	7	2	-	21
Mensual	1	2	3	3	3	4	-	-	10
Mensual	11	34	45	29	-	-	-	-	29
Mensual	-	78	78	45	-	-	-	-	45
Mensual	1	1	2	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	11	1	-	-	-	12
Mensual	11	8	19	-	-	-	-	-	-
	17.959	**33.533**	**51.492**	**27.967**	**12.935**	**9.573**	**9.726**	**30.867**	**91.068**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (PAGADOR ALTERNO: FIDUBOGOTÁ GE)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (PAGADOR ALTERNO: FIDUBOGOTÁ GE)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ANA MARIA RESTREPO PEREA (33,33%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ (33,33%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR (25%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO (8,34%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,39%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia	COP	7,71%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia	COP	7,60%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACCI S.A.S	Colombia	COP	7,99%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES AMC S.A.	Colombia	COP	7,80%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,93%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,88%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia	COP	7,72%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES S.A	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES S.A	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	EQUIRENT S.A.	Colombia	COP	9,52%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA SAS	Colombia	COP	12,09%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES ALIADOS S.A.S	Colombia	COP	12,50%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	6,24%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	5,54%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	4,37%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGINMUEBLES PANAMERICANA S.A.	Perú	US$	5,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGMZ-INMOBILIARIA & DESARROLLADORA S.A.	Perú	US$	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,35%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,35%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FM EDIFICACIONES	Perú	US$	5,05%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	5,68%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	PEN	5,58%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	RENTING SAC	Perú	PEN	7,57%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA CONTINENTAL	Perú	US$	2,84%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	EQUIRENT S.A.	Colombia	COP	11,02%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	11,02%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	JAIRO ALBERTO BAQUERO PRADA	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	8,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	8,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	GESTIÓN INMOBILIARIA MIC S.A.S	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	COMPAÑÍA NAVIERA DEL GUAVIO LTDA.	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	13,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	13,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%)	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MICHEL ESPER SAAD JUNIOR / SELMA MICHEL SAAD / DORA SAAD	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SIFONT - COMÉRCIO DE PRODUTOS ADESIVOS LTDA - PPE / DAISAN CONSULTORIA E NEGÓCIOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	10,10%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	GABRIEL CHUCAIR / SANDRA REGINA MARQUES PEREIRA CHUCAIR / EDUARDO CHUCAIR / MAURÍCIO CHUCAIR	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOAQUIM VICENTE MARTINS / MARIA FERNANDA DOS SANTOS MARTINS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DINARTEK ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LUIZ ROBERTO GIL CONSULTORIA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RECOLOR MERCANTIL LTDA	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FADL IBRAHIM MADJOUB / WADAD ABDUL MANDJOUB	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ROGERIO PEREIRA DA SILVA / SIMONE DA SILVA	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CONSTRUTORA AVILA DE AZEVEDO EIRELI	Brasil	BRL	9,89%

	Corriente			No Corriente					
				al 31.12.2019					
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	118	356	474	-	-	-	-	-	-
Mensual	35	105	140	-	-	-	-	-	-
Mensual	19	56	75	2	-	-	-	-	2
Mensual	19	56	75	2	-	-	-	-	2
Mensual	14	42	56	2	-	-	-	-	2
Mensual	5	14	19	1	-	-	-	-	1
Mensual	102	171	273	-	-	-	-	-	-
Mensual	15	60	75	62	49	-	-	-	111
Mensual	35	114	149	84	-	-	-	-	84
Mensual	7	21	28	-	-	-	-	-	-
Mensual	14	50	64	52	-	-	-	-	52
Mensual	40	190	230	151	163	176	53	-	543
Mensual	31	62	93	-	-	-	-	-	-
Mensual	12	50	62	48	52	14	-	-	114
Mensual	25	83	108	68	-	-	-	-	68
Mensual	1	4	5	3	-	-	-	-	3
Mensual	112	510	622	431	465	502	-	-	1.398
Mensual	6	27	33	24	44	-	-	-	68
Mensual	6	26	32	23	42	-	-	-	65
Mensual	52	175	227	142	-	-	-	-	142
Mensual	15	170	185	25	27	29	32	860	973
Mensual	12	91	103	49	39	-	-	-	88
Mensual	9	14	23	-	-	-	-	-	-
Mensual	9	30	39	28	-	-	-	-	28
Mensual	23	77	100	74	-	-	-	-	74
Mensual	6	17	23	23	3	-	-	-	26
Mensual	11	19	30	-	-	-	-	-	-
Mensual	223	672	895	92	-	-	-	-	92
Mensual	69	220	289	214	-	-	-	-	214
Trimestral	642	1.954	2.596	2.692	2.857	-	-	-	5.549
Trimestral	103	308	411	431	339	116	-	-	886
Trimestral	-	4.932	4.932	6.801	7.085	3.650	-	-	17.536
Mensual	51	156	207	217	228	240	252	87	1.024
Mensual	10	29	39	10	-	-	-	-	10
Mensual	16	26	42	-	-	-	-	-	-
Mensual	7	4	11	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	11	15	16	16	10	-	-	42
Mensual	31	87	118	129	97	-	-	-	226
Trimestral	1.981	18.315	20.296	-	-	-	-	-	-
Trimestral	687	6.354	7.041	-	-	-	-	-	-
Trimestral	2.427	7.181	9.608	9.574	2.394	-	-	-	11.968
Trimestral	607	1.840	2.447	1.252	-	-	-	-	1.252
Mensual	9	26	35	21	-	-	-	-	21
Trimestral	1	-	1	556	568	-	-	-	1.124
Mensual	5	10	15	-	-	-	-	-	-
Mensual	19	44	63	15	-	-	-	-	15
Mensual	10	22	32	25	-	-	-	-	25
Mensual	52	162	214	230	249	268	118	-	865
Mensual	53	154	207	163	-	-	-	-	163
Mensual	3	8	11	2	-	-	-	-	2
Mensual	57	19	76	-	-	-	-	-	-
Mensual	198	614	812	870	75	-	-	-	945
Mensual	5	15	20	23	2	-	-	-	25
Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Mensual	12	9	21	-	-	-	-	-	-
Mensual	777	1.216	1.993	1.768	1.955	2.162	2.390	5.819	14.094
Mensual	81	154	235	224	247	133	-	-	604
Mensual	25	42	67	62	68	75	82	115	402
Mensual	50	104	154	-	-	-	-	-	-
Mensual	26	-	26	-	-	-	-	-	-
Mensual	21	45	66	64	-	-	-	-	64
Mensual	9	17	26	-	-	-	-	-	-
Mensual	22	40	62	58	31	-	-	-	89
Mensual	10	-	10	-	-	-	-	-	-
Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	7	10	10	6	-	-	-	16

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FABIO HIROYUKI OGAWA / MÔNICA HITOMI KONDO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO PERINE	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SERGIO PEREIRA LEITE	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ CARLOS RIBEIRO / ANA CLÁUDIA LAPORTE RIBEIRO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	M.O. INCORPORAÇÕES & PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EMILIANA RIBEIRO / SUZANA APARECIDA RIBEIRO / VICTOR JESUS RIBEIRO / JOSEPH AUGUSTO RIBEIRO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LOURIVAL ASSUNÇÃO DE ABREU	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL LOCAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CSC COMPUTER SCIENCES BRASIL S.A.	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DIRCE GONÇALVES GOMES	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FREXOSO SALAZAR	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DARCIO ANTONIO LEARDINI / RITA DE CASSIA PONTIERI LEARDINI / VINICIUS LEARDINI / PATRICIA LEARDINI SOUZA / MURILO LEARDINI	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ HENRIQUE DOS SANTOS SOUSA / JOSÉ ANTUNES GOMES DE SOUSA	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MARIA ANGELA RODRIGUES LODO MOTA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	HONÓRIO PEREIRA DOMINGUES	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EDNEIA DE SOUZA SOARES	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MADALENA OLIVEIRA DA SILVA / RENAN OLIVEIRA SILVA / SULIVAN OLIVEIRA SILVA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADAQUIR PRISCO	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	NEWTON PEREIRA DA SILVA	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DALMAS PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACG PROJETOS & DECORAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADA MARIA VASONE / OLGA MARIA VASONE DE CASTRO CONDE / PATRICIA MARIA VASONE SPINGOLA / ARMANDO VASONE FILHO	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO PADRE ANCHIETA - CENTRO PAULISTA DE RÁDIO TV EDUCATIVAS	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RUJO CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TIVIT TERCEIRIZAÇÃO DE PROCESSOS, SERVIÇOS E TECNOLOGIA S.A.	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ARVAL BRASIL LTDA.	Brasil	BRL	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO LOCADORA DE VEÍCULOS S.A.	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	VAMOS LOCAÇÃO DE CAMINHÕES, MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS LTDA	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	13,39%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS S.A.	Brasil	BRL	6,57%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US$	3,38%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,31%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ELIAS MARCELO LAOS HUAMAN	Perú	US$	2,23%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	FM EDIFICACIONES	Perú	US$	4,83%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	5,45%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,51%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	EL CORTE INGLES	España	EUR	0,10%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	COLUNA IMOBILIÁRIA LTDA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PAULO ANDRADE DE SOUZA PINTO FILHO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	BM LOGÍSTICA S.A.	Brasil	BRL	5,94%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	BRL	13,11%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PMINAS BRASIL CONSTRUÇÃO CIVIL E SE	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	INTER EMPRENDIMENTOS IMOBILIARIOS L	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALDERLI LIMA CARDOSO	Brasil	BRL	4,77%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	GABRIELA DA SILVA BRAGA	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MAIANA DE FÁTIMA BEZERRA PINHEIRO	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SJ ADMINISTRAÇÃO DE IMÓVEIS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALTER FURTADO ADVOGADOS ASSOCIADOS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CARLOS NILBERTO LIMA VENANCIO	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	EXPEDITO FILHO XIMENES CARNEIRO	Brasil	BRL	6,08%

	Corriente			No Corriente					
				al 31.12.2019					
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	2	5	7	4	-	-	-	-	4
Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	9	13	7	-	-	-	-	7
Mensual	2	2	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	3	4	4	3	-	-	-	7
Mensual	3	6	9	5	-	-	-	-	5
Mensual	2	5	7	7	5	-	-	-	12
Mensual	104	214	318	311	343	313	-	-	967
Mensual	13	9	22	-	-	-	-	-	-
Mensual	157	432	589	-	-	-	-	-	-
Mensual	11	18	29	26	29	32	20	-	107
Mensual	6	11	17	17	19	21	13	-	70
Mensual	6	12	18	18	20	22	12	-	72
Mensual	1	3	4	4	5	5	2	-	16
Mensual	1	2	3	3	3	3	2	-	11
Mensual	1	2	3	3	3	4	2	-	12
Mensual	1	2	3	3	4	4	1	-	12
Mensual	1	2	3	3	4	4	2	-	13
Mensual	2	4	6	5	6	6	3	-	20
Mensual	2	5	7	7	8	8	3	-	26
Mensual	5	9	14	13	14	16	10	-	53
Mensual	4	7	11	10	11	12	9	-	42
Mensual	10	20	30	29	31	34	3	-	97
Mensual	71	137	208	199	220	200	-	-	619
Mensual	13	20	33	30	33	37	20	-	120
Mensual	1.216	2.728	3.944	630	-	-	-	-	630
Mensual	33	157	190	-	-	-	-	-	-
Mensual	98	338	436	489	308	-	-	-	797
Mensual	647	-	647	-	-	-	-	-	-
Mensual	1.310	1.423	2.733	2.054	2.248	2.461	2.693	6.173	15.629
Mensual	408	458	866	660	723	791	866	1.716	4.756
Mensual	33	31	64	-	-	-	-	-	-
Mensual	52	55	107	79	87	95	104	260	625
Mensual	383	497	880	705	756	399	-	-	1.860
Mensual	421	757	1.178	1.073	1.151	402	-	-	2.626
Mensual	78	390	468	372	422	254	-	-	1.048
Mensual	353	1.475	1.828	1.540	671	-	-	-	2.211
Trimestral	-	1.269	1.269	3.873	-	-	-	-	3.873
Mensual	10	18	28	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	9	12	6	-	-	-	-	6
Mensual	2	4	6	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	8	12	-	-	-	-	-	-
Trimestral	6	19	25	22	-	-	-	-	22
Mensual	3	10	13	5	5	3	-	-	13
Mensual	2	7	9	7	-	-	-	-	7
Mensual	8	23	31	34	25	-	-	-	59
Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	12	8	20	11	7	-	-	-	18
Mensual	10	23	33	-	-	-	-	-	-
Mensual	79	55	134	77	47	-	-	-	124
Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	87	6	93	-	-	-	-	-	-
Mensual	10	22	32	31	19	-	-	-	50
Mensual	13	30	43	-	-	-	-	-	-
Mensual	13	29	42	17	-	-	-	-	17
Mensual	23	-	23	-	-	-	-	178	178
Mensual	26	-	26	-	-	-	-	-	-
Mensual	9	13	22	18	8	-	-	-	26
Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	6	1	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	10	15	25	7	-	-	-	-	7
Mensual	4	-	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	4	7	5	-	-	-	-	5
Mensual	7	9	16	-	-	-	-	-	-

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	UNIMÓVEIS	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ELUÍSIO SOARES DA SILVA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNTELC - FUND. TELEDUCAÇÃO - CE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TELEVISAO VERDES MARES LTDA	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LOK MOTORS	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FELIPE DE SOUSA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	F OLIVEIRA CORRETOR	Brasil	BRL	8,36%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO DE ASSIS ROCHA RODRIGUES	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MADELINE CORDEIRO CAVALCANTE	Brasil	BRL	12,71%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA OTACIANA NOGUEIRA CASTRO	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA DAS GRACAS TIMBO D MARTINS	Brasil	BRL	9,56%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO CANUTO LINS	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	PRIME PLUS LOCACAO VEICULOS E TRANS	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZA MARTINS CAVALCANTI	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	S.M. ALVES MOURA-ME	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BERTRANS BERTOTTI TRANSPORTES DE CARGAS SECAS	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	5,81%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	VINÍCIUS ANJOS DE SOUZA	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURÍCIO MANHÃE DE LIMA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEIDIMAR BELIENY DE CASTRO ANDRADE	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ CLAUDIO MACHADO	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OLIVER DA SILVA BARRETO	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURO JOSÉ RODRIGUES FELGA	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MARILENE DAFLON JAPOR TORRES	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LIGIA RIBEIRO GARCIA DE REZENDE	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OSWALDO CARDOSO LIMA	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZ ANTONIO SIQUEIRA GONÇALVES	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CONSÓRCIO GDA SERVIÇOS DE TRANSPOR	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSUÉ COUTO DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALOYSIO DOS SANTOS ERTHAL	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MIGUEL GUERREIRO MARTINS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LOACIR ANTONIO DE CARVALHO	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ANTONIO EDUARDO SARKIS	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	NITERÓI EMPRESA DE LAZER E TURISMO S/A	Brasil	BRL	12,94%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEONARDO CAMPOS	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO LOPES MEZAVILLA JUNIOR	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALICE ALT BITTENCOURT	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO CERJ DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO COELHO DE ALENCAR	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ISIDRO DA SILVA FERREIRA	Brasil	BRL	10,88%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	AGNOS COMÉRCIO DE PARAF. LTDA	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	LUSIA GOMES JESUS	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	MARY CELMA ALVES DE ASSIS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ FERNANDES DE CASTRO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EULER ANTÔNIO DE ARAÚJO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANA DA MOTA YESÃO GONÇALVES	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	5,81%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	RAMES ABRAHÃO BASÍLIO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO FRANCISCO DE MIRANDA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	HEBERT CHAVES DE SOUZA	Brasil	BRL	9,35%

	Corriente			No Corriente					
				al 31.12.2019					
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	168	510	678	-	-	-	-	-	-
Mensual	198	179	377	250	153	-	-	-	403
Mensual	2	2	4	2	-	-	-	-	2
Mensual	1	2	3	2	-	-	-	-	2
Mensual	21	7	28	-	-	-	-	-	-
Mensual	9	1	10	-	-	-	-	-	-
Mensual	71	68	139	-	-	-	-	-	-
Mensual	11	33	44	-	-	-	-	-	-
Mensual	5	17	22	-	-	-	-	-	-
Mensual	29	89	118	-	-	-	-	-	-
Mensual	8	26	34	-	-	-	-	-	-
Mensual	9	28	37	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	13	17	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	9	12	-	-	-	-	-	-
Mensual	37	8	45	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	2	4	3	4	4	4	3	18
Mensual	5	6	11	8	9	10	11	4	42
Mensual	5	7	12	10	10	11	1	-	32
Mensual	2	1	3	2	2	2	3	13	22
Mensual	2	2	4	4	4	4	4	3	19
Mensual	1	1	2	1	1	2	2	18	24
Mensual	4	3	7	5	5	6	6	22	44
Mensual	48	8	56	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	2	4	3	2	-	-	-	5
Mensual	3	5	8	6	4	-	-	-	10
Mensual	70	98	168	142	-	-	-	-	142
Mensual	2	8	10	-	-	-	-	-	-
Mensual	22	18	40	25	15	-	-	-	40
Mensual	5	8	13	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	6	10	8	5	-	-	-	13
Mensual	10	15	25	23	25	28	30	71	177
Mensual	13	28	41	40	-	-	-	-	40
Mensual	30	91	121	52	-	-	-	-	52
Mensual	7	-	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	3	5	4	3	-	-	-	7
Mensual	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	40	33	73	-	-	-	-	-	-
Mensual	8	10	18	15	16	18	20	46	115
Mensual	24	74	98	-	-	-	-	-	-
Mensual	265	550	815	773	473	-	-	-	1.246
Mensual	4	7	11	10	4	-	-	-	14
Mensual	1.399	-	1.399	853	925	1.005	1.090	2.507	6.380
Mensual	2	2	4	3	4	3	-	-	10
Mensual	9	18	27	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	6	9	8	-	-	-	-	8
Mensual	184	217	401	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	2	3	3	1	-	-	-	4
Mensual	1	2	3	2	2	3	1	-	8
Mensual	3	5	8	7	2	-	-	-	9
Mensual	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Mensual	8	8	16	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	2	4	3	4	4	5	34	50
Mensual	3	4	7	5	6	6	-	-	17
Mensual	9	3	12	5	5	6	7	26	49
Mensual	6	7	13	10	7	-	-	-	17
Mensual	19	-	19	-	-	-	-	-	-
Mensual	11	11	22	17	19	21	24	90	171
Mensual	1	3	4	5	5	6	6	30	52
Mensual	4	5	9	2	-	-	-	-	2
Mensual	2	4	6	1	-	-	-	-	1
Mensual	3	1	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	1	2	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	1	2	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	22	68	90	-	-	-	-	-	-
Mensual	194	159	353	224	137	-	-	-	361
Mensual	821	1.835	2.656	853	-	-	-	-	853
Mensual	17	45	62	-	-	-	-	-	-
Mensual	31	15	46	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	1	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ISABELLA FERNANDES/LETÍCIA FERNANDES	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	MARA LILIAM DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SILVIO LUCIANO SAGGIN	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	VILMA ALVES PIM	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO SERGIO MACHADO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SANT'ANA DINIZ & MOURA AGORPECUÁRIA LTDA.	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO FRANCISCO DOURADO	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	NERCI BERNARDO DA COSTA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FLÁVIO DE OLIVEIRA BRAGA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	DANÚBIA DE FREITAS QUEIROZ	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ADAIR DEODORO SILVA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EDIVALDO GODOI DA SILVA	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	SOCIEDAD DE HECHO ENTRE DEL TORO LEONARDO Y DEL TORO DOMINGO	Argentina	ARS	0,62%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	7,67%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.800.570-7	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S A.	Chile	UF	0,01%
				Total			

21.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2020**
Argentina	ARS	0,62%	25	75	100
Perú	US$	3,29%	7.031	13.852	20.883
Perú	PEN	4,69%	2.787	8.399	11.186
Colombia	COP	8,00%	1.836	3.984	5.820
Brasil	BRL	7,75%	7.332	15.333	22.665
Brasil	BRL	9,31%	29	86	115
Chile	UF	0,01%	10	10	20
Total			**19.050**	**41.739**	**60.789**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

			Corriente		
			Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal**	**Uno a Tres Meses**	**Tres a Doce Meses**	**Total Corriente al 31.12.2019**
Argentina	ARS	0,62%	4	10	14
Perú	US$	3,97%	5.688	29.899	35.587
Perú	PEN	5,10%	1.947	14.777	16.724
Colombia	COP	8,26%	1.819	4.866	6.685
Brasil	BRL	8,01%	12.973	24.711	37.684
Chile	UF	0,01%	3	8	11
Total			**22.434**	**74.271**	**96.705**

	Corriente			No Corriente					
				al 31.12.2019					
Tipo de Amortización	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-
Mensual	6	4	10	-	-	-	-	-	-
Mensual	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Mensual	30	47	77	16	-	-	-	-	16
Mensual	2	3	5	4	5	5	-	-	14
Mensual	2	3	5	5	5	6	1	-	17
Mensual	4	5	9	8	9	10	11	-	38
Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Mensual	3	4	7	6	6	7	6	-	25
Mensual	1	2	3	3	4	4	3	-	14
Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Mensual	11	7	18	10	6	-	-	-	16
Mensual	-	7	7	7	-	-	-	-	7
Mensual	1	2	3	3	-	-	-	-	3
Mensual	3	5	8	14	15	1	-	-	30
Mensual	2	9	11	8	-	-	-	-	8
	18.896	**62.748**	**81.644**	**42.709**	**26.241**	**13.673**	**7.927**	**18.075**	**108.625**

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2020
22	29	14	-	-	65
6.804	2.634	2.541	2.494	11.431	25.904
11.328	2.383	264	88	-	14.063
2.644	2.254	2.016	1.836	14.460	23.210
14.310	11.040	8.874	8.194	7.278	49.696
56	56	56	56	1.794	2.018
-	-	-	-	-	-
35.164	**18.396**	**13.765**	**12.668**	**34.963**	**114.956**

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2019
8	-	-	-	-	8
16.035	3.178	13	-	-	19.226
11.068	10.927	4.057	264	88	26.404
3.215	1.384	1.056	550	1.084	7.289
23.324	18.660	14.356	11.592	17.770	85.702
8	-	-	-	-	8
53.658	**34.149**	**19.482**	**12.406**	**18.942**	**138.637**

Nota 22. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A., que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Américas a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

22.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	al 31.12.2020 %	al 31.12.2019 %
Tasa de interé fija	38%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

22.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada Compañía.

Durante el cuarto trimestre de 2020, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

22.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

A 31 de diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2020.

22.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver Notas 20 y 23).

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras Compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo al Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, posteriormente prorrogada, la medida estará vigente hasta marzo de 2021. En Brasil, de acuerdo a la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte, a excepción de Rio de Janeiro, que mantendrá la medida hasta julio de 2021. En Colombia, de acuerdo a los Decreto 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo a Decreto 35-20, de 16 de marzo de 2020. A la fecha, ambos países han retomado las actividades de corte de manera normal.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado en 2020 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.g.3 y 10.c).

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

22.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras Compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS$ 407.000.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Nota 23. Instrumentos financieros

23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 31.12.2020			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.281.885	-	-
Instrumentos derivados	37.420	-	-	49.045
Otros activos de carácter financiero	119.704	24.110	-	-
Total Corriente	**157.124**	**3.305.995**	**-**	**49.045**
Instrumentos de patrimonio	-	-	268	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	578.556	-	-
Instrumentos derivados	148	-	-	29.487
Otros activos de carácter financiero	2.493.609	267.351	-	-
Total No Corriente	**2.493.757**	**845.907**	**268**	**29.487**
Total	**2.650.881**	**4.151.902**	**268**	**78.532**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 31.12.2019			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.520.826	-	-
Instrumentos derivados	232	-	-	18.276
Otros activos de carácter financiero	59.146	42.729	-	-
Total Corriente	**59.378**	**3.563.555**	**-**	**18.276**
Instrumentos de patrimonio	-	-	320	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	588.804	-	-
Instrumentos derivados	17.514	-	-	34.105
Otros activos de carácter financiero	2.652.134	345.738	-	-
Total No Corriente	**2.669.648**	**934.542**	**320**	**34.105**
Total	**2.729.026**	**4.498.097**	**320**	**52.381**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
	al 31.12.2020		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.815.160	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.649.782	-
Instrumentos derivados	6.202	-	528
Otros pasivos de carácter financiero	3.240	51.495	-
Total Corriente	**9.442**	**6.516.437**	**528**
Préstamos que devengan interés	-	3.837.697	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.205.194	-
Instrumentos derivados	-	-	9
Otros pasivos de carácter financiero	-	91.070	-
Total No Corriente	**-**	**6.133.961**	**9**
Total	**9.442**	**12.650.398**	**537**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
	al 31.12.2019		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.478.831	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.218.250	-
Instrumentos derivados	2.047	-	9.173
Total Corriente	**2.047**	**5.697.081**	**9.173**
Préstamos que devengan interés	-	4.889.422	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.334.556	-
Instrumentos derivados	1.036	-	-
Total No Corriente	**1.036**	**7.223.978**	**-**
Total	**3.083**	**12.921.059**	**9.173**

23.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	**306**	**18.416**	**-**	**-**	**-**	**12.400**	**317**	**-**
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	12.400	317	-
Cobertura de valor razonable	306	18.416	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**86.159**	**11.219**	**6.730**	**9**	**18.508**	**39.219**	**9.183**	**1.036**
Cobertura de flujos de caja	51.661	11.219	6.716	9	18.508	21.705	9.174	-
Cobertura de valor razonable	34.498	-	14	-	-	17.514	9	1.036
Total	**86.465**	**29.635**	**6.730**	**9**	**18.508**	**51.619**	**9.500**	**1.036**

– Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre al 31.12.2020	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre al 31.12.2019
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	53.221	8.670
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	56.494	48.930
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	3.682	(17)
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(2.725)	2.008
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(802)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(509)	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, ha sido la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

	2020		2019		2018	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Instrumento derivado	21.235	-	1.618	-	-	21.128
Partida subyacente	-	429	381	-	1.218	-
Total	**21.235**	**429**	**1.999**	**-**	**1.218**	**21.128**

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES – MUS$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	1.321	-	3.240	-	1.523	-	1.720	-

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020							
		Valor Nocional						
Derivados Financieros	Valor Razonable	Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posterio-res	Total
Cobertura de tipo de interés:	**18.722**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**153.944**	**153.944**
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	153.944	153.944
Cobertura de valor razonable	18.722	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**90.639**	**833.438**	**87.972**	**76.972**	**-**	**-**	**-**	**998.382**
Cobertura de flujos de caja	56.155	771.860	87.972	76.972	-	-	-	936.804
Cobertura de valor razonable	34.484	61.578	-	-	-	-	-	61.578
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(1.919)**	**50.601**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50.601**
Total	**107.442**	**884.039**	**87.972**	**76.972**	**-**	**-**	**153.944**	**1.202.927**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

								al 31.12.2019
		Valor Nocional						
Derivados Financieros	Valor Razonable	Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posterio-res	Total
Cobertura de tipo de interés:	**12.083**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cobertura de flujos de caja	12.083	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**47.508**	**385.662**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**-**	**750.363**
Cobertura de flujos de caja	31.039	385.662	235.691	49.619	-	-	-	670.972
Cobertura de valor razonable	16.469	-	79.391	-	-	-	-	79.391
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(198)**	**42.015**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**42.015**
Total	**59.393**	**427.677**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**-**	**792.378**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

23.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	62.878	-	62.878	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	53.222	-	53.222	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.321	-	1.321	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	268	-	268	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.611.992	143.843	2.468.149	-
Total	**2.729.681**	**143.843**	**2.585.838**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.725	-	6.725	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	14	-	14	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.240	-	3.240	-
Total	**9.979**	**-**	**9.979**	**-**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2019	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando: Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	52.613	-	52.613	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	17.514	-	17.514	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.522	-	1.522	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	320	-	320	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.709.757	57.693	2.652.064	-
Total	**2.781.726**	**57.693**	**2.724.033**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.491	-	9.491	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.045	-	1.045	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.720	-	1.720	-
Total	**12.256**	**-**	**12.256**	**-**

Nota 24. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente al 31.12.2020	Corriente al 31.12.2019	No Corriente al 31.12.2020	No Corriente al 31.12.2019
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.323.617	1.133.816	100.517	156.230
Proveedores por compra de combustibles y gas	24.621	26.936	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.071.248	960.395	3.155	4.410
Cuentas por pagar por compra de activos	49.332	17.051	10.990	10.868
Sub total	**2.468.818**	**2.138.198**	**114.662**	**171.508**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	145.875	255.632	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1) (3)	337.317	131.866	27.475	51.430
Multas y reclamaciones (2) (3)	18.817	31.325	56.013	93.464
Obligaciones investigación y desarrollo	154.595	124.753	40.925	102.762
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	40.916	196.309	672	1.441
Cuentas por pagar al personal	154.269	158.143	1.136	997
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (4)	211.611	169.405	1.474.165	1.420.320
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (5)	418.680	432.625	186.946	218.182
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (6)	68.501	85.219	134.925	253.108
Otras cuentas por pagar	74.177	196.570	24.556	22.785
Sub total	**1.624.758**	**1.781.847**	**1.946.813**	**2.164.489**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**4.093.576**	**3.920.045**	**2.061.475**	**2.335.997**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2020, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS$ 320.918 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$ 115.067 al 31 de diciembre de 2019). Adicionalmente, se incluye un total de MUS$ 43.874 (MUS$ 68.229 al 31 de diciembre de 2019) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2020, se incluye MUS$ 38.007 (MUS$ 78.308 al 31 de diciembre de 2019) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Con fecha 14 de junio de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Edesur ratificó el acuerdo alcanzado con la Secretaria de Gobierno de Energía (actuando ésta en representación del Estado Nacional argentino) en relación a Regularización de Obligaciones, según la cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, Edesur se obligó a pagar deudas remanentes originadas en el mencionado período de transición y ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral por un monto total de MUS$ 74.638 (aproximadamente ARS 6.280 millones), erogaciones que serán realizadas en un plazo máximo de 5 años, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio.

A su vez, el Estado Nacional se comprometió a hacer suyas obligaciones de Edesur provenientes de deudas por mutuos, compras de energía y deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y a condonación de sanciones con destino a la Administración Pública.

(4) Ver nota 9, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(5) ver nota 10 (i).

(6) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. Los montos en cuestión estaban debidamente provisionados. (ver nota 25).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, se expone en Anexo 3.

Nota 25. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Corriente		No corriente	
Provisiones	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Por reclamaciones legales	192.411	250.030	748.640	872.521
Por desmantelamiento o restauración (*)	22.635	32.325	69.959	96.984
Provisión Medio Ambiente	600	632	7.072	609
Otras provisiones	4.779	3.065	8.229	6.213
Total	**220.425**	**286.052**	**833.900**	**976.327**

(*) Al 31 de diciembre de 2020 Emgesa tiene constituidas provisiones de desmantelamiento para los equipos electromecánicos de la central Quimbo y la planta de agua de la central Termozipa; se tiene previsto que los equipos de la central Quimbo sean desmantelados al 2066, mientras que se estima que la planta de agua sea desmantelada en 2021.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Provisiones	**Por Reclamaciones Legales**	**Por Desman-telamiento o Restauración**	**Por Medio Ambiente y Otras Provisiones**	**Total**
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2020	**1.122.551**	**129.309**	**10.519**	**1.262.379**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	199.922	(26.906)	8.860	181.876
Provisión Utilizada	(120.184)	(6.654)	(748)	(127.586)
Actualización efectos	84.576	3.514	1.623	89.713
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(243.627)	(6.529)	441	(249.715)
Transferencia P&L	(102.187)	(140)	(15)	(102.342)
Total Movimientos en Provisiones	**(181.500)**	**(36.715)**	**10.161**	**(208.054)**
Saldo final al 31.12.2020	**941.051**	**92.594**	**20.680**	**1.054.325**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Provisiones	**Por Reclamaciones Legales**	**Por Desman-telamiento o Restauración**	**Por Medio Ambiente y Otras Provisiones**	**Total**
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2019	**1.691.736**	**87.720**	**7.383**	**1.786.839**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	(308.689)	46.020	12.631	(250.038)
Provisión Utilizada	(155.974)	(10.196)	(8.178)	(174.348)
Actualización efectos	113.879	5.933	154	119.966
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(114.476)	(168)	(1.067)	(115.711)
Transferencias P&L	(103.925)	-	(404)	(104.329)
Total Movimientos en Provisiones	**(569.185)**	**41.589**	**3.136**	**(524.460)**
Saldo final al 31.12.2019	**1.122.551**	**129.309**	**10.519**	**1.262.379**

(1) Incluye una reclasificación efectuada a Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que se origina en un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que puso término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986 (ver Nota 24).

Nota 26. Obligaciones por beneficios post empleo

26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- **Plan de salud:** De acuerdo a convenio Colectivo las Compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las Compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y colombianas (Emgesa y Codensa).

b) Otros Beneficios:

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Emgesa y Codensa.

- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Emgesa y Codensa.

- **Premios por antigüedad Perú:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual

- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo a Convenio Colectivo las Compañías colombianas Emgesa y Codensa otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La Compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**
Obligaciones post empleo	3.706.545	4.876.960
(-) Plan de activos (*)	(2.097.081)	(3.090.862)
Total	**1.609.464**	**1.786.098**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	14.753	49.780
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	-	484
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**1.624.217**	**1.836.362**

Conciliación con cuentas contables:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	**al 31.12.2020 MUS$**	**al 31.12.2019 MUS$**
Obligación Post Empleo largo plazo	1.624.217	1.836.362
Planes de Pension	1.489.472	1.683.668
Planes de Salud	106.242	123.534
Otros Planes	28.503	29.160
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**1.624.217**	**1.836.362**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$ 14.753 al 31 de diciembre de 2020 (MUS$ 49.780 al 31 de diciembre de 2019), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se registró MUS$ 484 al 31 de diciembre de 2019 correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	2020	2019	2018
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	6.278	11.255	6.383
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	276.103	357.751	269.331
Ingresos por intereses activos del plan	(174.136)	(251.095)	(190.283)
Costos de Servicios Pasados	(18.949)	(8.643)	(850)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	(69.859)	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.936	2.016	4.373
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**22.373**	**111.284**	**88.954**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	476.805	576.143	177.527
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**499.178**	**687.427**	**266.481**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Pasivo Actuarial Neto
Saldo inicial al 01.01.2019	**1.343.507**
Costo Neto por Intereses	108.672
Costos de los Servicios en el Período	11.255
Beneficios Pagados en el Período	(12.668)
Aportaciones del Período	(121.088)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Cambios del Límite de Activo	27.679
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(5.483)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
Diferencia de conversión	(60.662)
Saldo final al 31.12.2019	**1.836.362**
Costo Neto por Intereses	104.903
Costos de los Servicios en el Período	6.278
Beneficios Pagados en el Período	(10.602)
Aportaciones del Período	(133.195)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Cambios del Límite de Activo	(26.886)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(377)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos (*)	(18.949)
Traspaso del personal	226
Diferencias de conversión	(390.993)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos (*)	(69.859)
Saldo final al 31.12.2020	**1.624.217**

(*) Migración voluntaria de Pensiones al nuevo Plan de Contribución definida.

Con fecha 13 de abril de 2020 nuestra subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo aprobó la reforma reglamentaria al Plan complementario de jubilación y pensiones (en adelante "PSAP"), el cual entró en vigencia a partir del 1 de mayo de 2020, con el propósito de cerrar el acceso de nuevos participantes al plan. Adicionalmente, se aprobó, en conjunto con la Superintendencia Nacional de Pensiones Complementarias ("PREVIC"), un proceso de migración voluntaria para un nuevo Plan de contribución definida (en adelante "plan CD II"), exclusivamente para la adhesión de los empleados que integraban

el plan PSAP. La migración consistió en la transferencia de participantes desde un plan de beneficios definidos (plan PSAP), a uno de contribución definida (plan CD II), situación que conlleva pasar a una opción de renta programada (en lugar de una renta vitalicia como se realizaba en el plan PSAP). Este proceso de migración voluntaria finalizó el 31 de diciembre de 2020.

Al término del proceso, un 21,4% de los participantes del plan PSAP aceptaron voluntariamente traspasar sus reservas al plan CD II.

Esta migración generó una reducción del pasivo actuarial neto de MUS$ 265.169, el cual se explica de la siguiente manera:

• MUS$ 176.759 correspondientes a la porción de la obligación que se transfirió al plan CD II, en la misma razón de las reservas matemáticas de los participantes que optaron por la migración. Esta transferencia se instrumentalizó mediante un nuevo contrato de deuda de carácter exclusivamente financiero y fue reclasificado a Otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes).

• MUS$ 88.965 que corresponden a (i) el efecto neto de la liquidación generado como consecuencia de la migración por MUS$ 69.859; y (ii) MUS$ 19.106 referidos a costos de servicios pasados. Con la migración parcial se eliminaron todas las obligaciones futuras, legales o constructivas, con relación a todo o parte de los beneficios ofrecidos por el plan de beneficio definido, en proporción a los participantes migrados. Este efecto fue reconocido como menor gastos de personal en el estado de resultado consolidado.

La Compañía analizará los próximos pasos del plan de reestructuración con los resultados finales del referido plan a ser homologados por la autoridad regulatoria competente.

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
	Valor actuarial de las Obligaciones post empleo
Saldo inicial al 01.01.2019	**4.235.466**
Costo del servicio corriente	11.255
Costo por intereses	357.751
Aportaciones Efectuadas por los participantes	2.295
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(171.481)
Contribuciones pagadas	(372.392)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
Saldo final al 31.12.2019	**4.876.960**
Costo del servicio corriente	6.278
Costo por intereses	276.103
Aportaciones Efectuadas por los participantes	778
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.075.063)
Contribuciones pagadas	(294.910)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(18.949)
Traspaso del personal	226
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Reducciones obligación plan de beneficios definidos	(666.538)
Saldo final al 31.12.2020	**3.706.545**

Al 31 de diciembre de 2020, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,08% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2019), en un 96,02% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,86% a 31 de diciembre de 2019), en un 3,35% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,66% a 31 de diciembre 2019), en un 0,38% con compromisos de prestación

definida otorgados por empresas argentinas (0,29% a 31 de diciembre de 2019) y el 0,17% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2019).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
	Valor razonable del plan de activos
Saldo inicial al 01.01.2019	**(2.919.501)**
Ingresos por intereses	(251.095)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	112.309
Aportaciones del empleador	(121.088)
Aportaciones pagadas	(2.295)
Contribuciones pagadas	359.724
Saldo final al 31.12.2019	**(3.090.862)**
Ingresos por intereses	(174.136)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	695.254
Aportaciones del empleador	(133.195)
Aportaciones pagadas	(778)
Contribuciones pagadas	284.308
Traspaso a Deuda Financiera	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	596.679
Saldo final al 31.12.2020	**(2.097.081)**

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Categoría de los Activos del Plan	**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
Acciones (renta variable)	206.176	9,83%	321.268	10,39%
Activos de renta fija	1.774.894	84,64%	2.557.928	82,76%
Inversiones inmobiliarias	62.392	2,98%	121.194	3,92%
Otros	53.619	2,56%	90.472	2,93%
Total	**2.097.081**	**100%**	**3.090.862**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río, Eletra, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás y Funcesp, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**
Inmuebles	20.522	28.776
Total	**20.522**	**28.776**

f) Conciliación Techo del activo:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	
	Conciliación Techo del Activo
Saldo inicial al 01.01.2019	**21.463**
Intereses de Activo no reconocidos	2.016
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	27.679
Diferencias de Conversión	(1.378)
Saldo final al 31.12.2019	**49.780**
Intereses de Activo no reconocidos	2.936
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(26.886)
Diferencias de Conversión	(11.077)
Saldo final al 31.12.2020	**14.753**

26.3 Otras revelaciones:

• Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perù	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2020
Tasas de descuento utilizadas	2,55%	3,40%	4,88% - 7,95%	6,13% - 7,38%	5,74%	5,81 %- 5,85%	49,36% - 54,46%	49,42%	3,50%	4,30%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	5,04%	4,85%	4,90%	37,68% - 42,25%	42,30%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	7,25%	8,02%	5,19%	5,63%	0,46%	0,45%	1,26%	1,28%	5,20%	5,02%

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2020 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS$ 319.395 (MUS$ 436.798 al 31 de diciembre 2019) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$ 379.682 (MUS$ 521.892 al 31 de diciembre 2019) en caso de una baja de la tasa.

• Aportación definida:

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fueron de MUS$ 10.689, MUS$13.419 y MUS$ 11.736, respectivamente.

• Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2020 ascienden a MUS$ 111.573.

• Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,72 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	295.800
2	282.531
3	277.690
4	272.007
5	264.229
6 a 10	1.229.740

• Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:

Funceps, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. Enel Distribución Sao Paulo, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El costo del plan de beneficio definido es paritario entre Enel Distribución Sao Paulo y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de Enel Distribución Sao Paulo hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución. (las contribuciones pagadas por Enel Distribución Sao Paulo fueron MUS$ 113.203 y MUS$ 87.632 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019).

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de Enel Distribución Sao Paulo . Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al período del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

Nota 27. Patrimonio

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS$ 9.763.078 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2019 el capital ascendía a MUS$ 9.783.875 y estaba representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la filial Enel Brasil pagara a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos períodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo período de suscripción preferente, fuera US$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer período de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS$ 2.954.397.

En el segundo período de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho período, por un monto total de MUS$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la Compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo período de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 18.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS$ 3.020.671.

Con fecha 18 de diciembre de 2020, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía se aprobó:

(i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS$ 20.797 (ver Nota 27.5.c.8), relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y

(ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US$6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surta sus efectos. Para tales efectos, se entregarán 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

La Fusión se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta, las cuales se detallan en los Términos y Condiciones de la Fusión, que a la fecha de emisión de estos estados financieros se encuentran pendientes de concretar (ver Nota 40)

27.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
96	Provisorio	29-11-2017	26-01-2018	57.583	0,00100	2017
97	Definitivo	26-04-2018	25-05-2018	296.939	0,00517	2017
98	Provisorio	26-11-2018	25-01-2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30-04-2019	17-05-2019	403.652	0,00703	2018
100	Provisorio	25-11-2019	24-01-2020	123.254	0,00162	2019
101	Definitivo	30-04-2020	29-05-2020	683.789	0,00899	2019
102	Provisorio	26-11-2020	29-01-2021	72.992	0,00096	2020

27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	**2020**	**2019**	**2018**
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(715.165)	(548.877)	(378.929)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	87.339	111.815	115.658
Enel Distribución Perú S.A.	(7.279)	50.466	38.887
Dock Sud S.A.	(122.728)	(93.738)	(63.680)
Enel Brasil S.A.	(2.924.373)	(1.430.604)	(1.133.980)
Enel Generación Costanera S.A.	(124.781)	(88.477)	(42.260)
Emgesa S.A. E.S.P.	(74.309)	(38.296)	(33.476)
Enel Generación El Chocón S.A.	(377.364)	(318.303)	(239.155)
Enel Perú S.A.	190.007	190.030	191.047
Enel Generación Perú S.A.	(168.547)	(94.082)	(110.613)
Enel Generación Piura S.A.	(4.854)	7.583	4.926
Otros	(66.242)	(30.672)	(14.534)
Total	**(4.308.296)**	**(2.283.155)**	**(1.666.109)**

(*) Ver Nota 2.9.

27.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La Compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2020, la participación de la Compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Perú asciende a MUS$ 432.412, MUS$ 55.226 y MUS$ 325.800, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, fueron los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(2.025.141)	(4.308.296)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(1.334)	(8.049)	(9.383)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(687)	(5)	(692)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	252.277	(2.754.546)
Total	**(5.291.999)**	**(1.780.918)**	**(7.072.917)**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 01.01.2019	Movimiento 2019	al 31.12.2019
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(617.046)	(2.283.155)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(5.094)	3.760	(1.334)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(397)	(290)	(687)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	202.460	(3.006.823)
Total	**(4.880.883)**	**(411.116)**	**(5.291.999)**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 01.01.2018	Movimiento	al 31.12.2018
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	(1.212.114)	(1.666.109)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(3.472)	(1.622)	(5.094)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(175)	(222)	(397)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	199.639	(3.209.283)
Total	**(3.866.564)**	**(1.014.319)**	**(4.880.883)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Otras Reservas Varias	**2020**	**2019**	**2018**
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	675.139	446.196	205.130
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	-	(20.797)	-
Otras reservas varias (9)	(66.226)	(68.763)	(68.013)
Total	**(2.754.546)**	**(3.006.823)**	**(3.209.283)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A..
3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras filiales en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo de MUS$ 20.797, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t. En diciembre de 2020 esta reserva se reclasificó y redujo el capital de la sociedad (ver Nota 27.1.1).
9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Participaciones No Controladoras					
	%		Patrimonio		Resultado	
Compañías	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**2020**	**2019**	**2018**
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	1.883	2.510	28	192	128
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	170.552	214.442	13.387	26.753	26.409
Enel Distribución Sao Paulo	0,00%	-	-	-	26.366	907
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	513.182	494.477	117.923	129.624	106.363
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	779.121	747.014	178.980	193.449	178.045
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	123.704	121.098	13.131	21.651	17.601
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	133.466	152.227	20.705	20.091	25.177
Chinango S.A.C.	33,12%	20.888	22.604	6.076	6.318	6.836
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	198.054	223.785	(20.297)	50.352	25.609
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	43.751	40.738	4.248	14.125	22.248
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	97.986	97.763	18.141	28.142	31.031
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	71.077	77.378	1.130	18.723	12.027
Central Dock Sud S.A.	29,76%	64.709	76.533	1.271	18.486	11.921
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.905	5.463	373	778	613
Enel Distribución Goias	0,04%	462	971	10	(19)	313
Luz de Angra Energia S.A.	49,00%	383	-	-	-	-
Otros		3.681	2.896	949	647	449
Total		**2.227.804**	**2.279.899**	**356.055**	**555.678**	**465.677**

Nota 28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Ingresos de Actividades Ordinarias	**2020**	**2019**	**2018**
Ventas de energía	**9.655.212**	**11.282.254**	**10.409.176**
Generación	**2.144.039**	**2.091.002**	**2.122.966**
Clientes Regulados	397.653	450.145	650.064
Clientes no Regulados	883.045	1.045.965	989.311
Ventas de Mercado Spot	852.363	577.579	464.030
Otros Clientes	10.978	17.313	19.561
Distribución	**7.511.173**	**9.191.252**	**8.286.210**
Residenciales	4.334.457	5.038.300	4.212.029
Comerciales	1.760.922	2.302.100	2.107.183
Industriales	685.246	872.531	860.401
Otros Consumidores	730.548	978.321	1.106.597
Otras ventas	**36.968**	**58.752**	**48.968**
Ventas de gas	24.145	39.815	36.305
Ventas de otros combustibles	6.861	9.037	8.322
Ventas de productos y servicios	5.962	9.900	4.341

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Ingresos de Actividades Ordinarias	**2020**	**2019**	**2018**
Otras prestaciones de servicios	**1.546.796**	**1.712.370**	**1.466.617**
Peajes y transmisión	1.280.994	1.433.538	1.187.546
Arriendo equipos de medida	126	118	130
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	177.818	191.392	212.023
Otras prestaciones	87.858	87.322	66.918
Total Ingresos de actividades ordinarias	**11.238.976**	**13.053.376**	**11.924.761**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Otros Ingresos	**2020**	**2019**	**2018**
Ingresos por contratos de construcción	807.671	770.356	833.313
Ingresos por acuerdo regulatorio (1)	17.842	261.185	-
Otros	128.185	229.195	231.615
Total Otros Ingresos	**953.698**	**1.260.736**	**1.064.928**

(1) 2020: ver Nota 35.6 (ii) Acuerdo Marco
2019 :ver Nota 24.(3).
Incluye ajuste de la inflación por aplicación NIC 29 en Argentina (economías hiperinflacionarias), por US$ 57.752.

Nota 29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Materias primas y consumibles utilizados	**2020**	**2019**	**2018**
Compras de energía	(5.337.887)	(6.096.863)	(5.654.358)
Consumo de combustible	**(137.850)**	**(277.117)**	**(226.843)**
Gas	(113.992)	(246.044)	(184.654)
Petróleo	(3.587)	(13.101)	(37.065)
Carbón	(20.271)	(17.972)	(5.124)
Gastos de transporte	(1.016.486)	(1.110.921)	(944.304)
Costos por contratos de construcción	(807.671)	(770.356)	(833.313)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(256.021)	(285.766)	(289.582)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(7.555.915)**	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**

Nota 30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Gastos por beneficios a los empleados	**2020**	**2019**	**2018**
Sueldos y salarios	(390.791)	(482.009)	(476.809)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	71.841	(16.031)	(17.269)
Seguridad social y otras cargas sociales	(219.754)	(286.459)	(266.566)
Otros gastos de personal	(26.342)	(25.254)	(79.849)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(565.046)**	**(809.753)**	**(840.493)**

Nota 31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a niif 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
	2020	**2019**	**2018**
Depreciación	(481.634)	(498.867)	(511.326)
Amortización	(376.465)	(449.463)	(351.114)
Total	**(858.099)**	**(948.330)**	**(862.440)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$												
	Generación			**Distribución**			**Otros**			**Total**		
Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 5)	-	-	-	-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	3.433	(5.234)
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	-	(1.307)	66.987	-	-	-	-	-	-	-	(1.307)	66.987
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**-**	**(1.307)**	**66.987**	**-**	**3.433**	**(5.234)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.126**	**61.753**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	(349)	645	(4.462)	(211.289)	(159.909)	(110.209)	102	14	-	(211.536)	(159.250)	(114.671)
Otros activos	(585)	-	(536)	(30.251)	(119.325)	(6.495)	-	(550)	(799)	(30.836)	(119.875)	(7.830)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	**(934)**	**645**	**(4.998)**	**(241.540)**	**(279.234)**	**(116.704)**	**102**	**(536)**	**(799)**	**(242.372)**	**(279.125)**	**(122.501)**
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	**(934)**	**(662)**	**61.989**	**(241.540)**	**(275.801)**	**(121.938)**	**102**	**(536)**	**(799)**	**(242.372)**	**(276.999)**	**(60.748)**

Nota 32. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Otros gastos por naturaleza	**2020**	**2019**	**2018**
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(473.655)	(518.101)	(473.787)
Gastos administrativos	(99.813)	(106.433)	(91.376)
Reparaciones y conservación	(232.305)	(253.036)	(203.381)
Indemnizaciones y multas	(8.886)	(11.535)	(11.966)
Tributos y tasas	(24.470)	(25.673)	(20.548)
Primas de seguros	(39.525)	(38.755)	(37.793)
Arrendamientos y cánones	(10.641)	(10.341)	(27.885)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(9.175)	(11.811)	(12.737)
Otros suministros y servicios	(161.673)	(155.940)	(126.511)
Gastos de viaje	(2.892)	(16.324)	(12.790)
Gastos de medio ambiente	(2.243)	(2.760)	(2.311)
Total	**(1.065.278)**	**(1.150.709)**	**(1.021.085)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fueron de MUS$ 54, MUS$ 86 y MUS$ 856, respectivamente.

Nota 33. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Ingresos financieros	**2020**	**2019**	**2018**
Efectivo y otros medios equivalentes	59.510	64.794	93.774
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	15	27	42
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Brasil) (2)	99.071	73.345	73.911
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	66.080	76.122	58.604
Otros ingresos financieros (3)	96.801	235.373	131.750
Total Ingresos Financieros	**321.477**	**449.661**	**358.081**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	2020	2019	2018
Costos Financieros	**(768.453)**	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**
Préstamos bancarios	(70.023)	(134.024)	(162.192)
Obligaciones con el público	(208.630)	(281.359)	(312.204)
Pasivos por arrendamientos	(9.396)	(11.712)	(8.170)
Valoración derivados financieros	(10.207)	(18.610)	(14.094)
Actualizacion financiera de provisiones (4)	(89.713)	(119.966)	(147.194)
Gastos financieros activados	7.561	15.703	19.329
Obligación por beneficios post empleo (1)	(104.918)	(108.699)	(83.463)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(7.134)	(11.323)	(17.883)
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(2.662)	(127.977)	(43.874)
Otros costos financieros (6)	(273.331)	(290.664)	(302.014)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**76.698**	**124.477**	**270.380**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**57.171**	**136.960**	**110.635**
Total Costos Financieros	**(634.584)**	**(827.194)**	**(690.744)**
Total Resultado Financiero	**(313.107)**	**(377.533)**	**(332.663)**

(1) Ver Nota 26.2.c.

(2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 incluye ingreso financiero por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS$ 546 (MUS$ 14.330 y MUS$0 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingresos financieros de activos regulatorios filiales brasileñas por MUS$ 32.715 (MUS$ 48.228 y MUS$ 28.579 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de filiales generación argentina por MUS$ 12.387 (MUS$ 80.738 y MUS$ 12.894 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingresos por revaluación de inversiones por cambio en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por MUS$ 24.893 (ver nota 14) y otros ingresos por MUS$ 26.260 (MUS$ 92.077 y MUS$ 90.277 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).

(4) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, se incluyen MUS$ 13.754 (MUS$ 56.225 y MUS$ 61.454 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas, han reconocido MUS$ 70.622, MUS$ 54.002 y MUS$ 61.087 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

(5) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$ 2.662 (MUS$ 127.977 y MUS$ 43.874 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 11.d).

(6) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS$ 88.415 (MUS$ 91.864 y MUS$ 111.680 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), Costos bancarios por MUS$ 32.533 (MUS$ 53.458 y MUS$ 56.188 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), Costos financieros por venta de cartera que corresponden a operaciones de cesión de cuentas por cobrar en nuestras subsidiarias de Perú, Colombia y Brasil, por MUS$ 0 (MUS$ 5.950 y MUS$ 23.471 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) y Otros por MUS$ 152.383 (MUS$ 139.392 y MUS$ 110.675 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	**2020**	**2019**	**2018**
Inventario	27.150	25.670	2.099
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	48	79	128
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.601	8.867	5.218
Plusvalía	6.530	8.858	8.494
Propiedades, planta y equipo	485.353	646.811	621.219
Activos por impuestos diferidos	14.665	20.861	-
Pasivo por impuestos diferidos	(89.669)	(119.471)	-
Patrimonio Total	(355.914)	(382.962)	(318.132)
Ingresos	(150.056)	(346.360)	(282.564)
Costos	126.134	241.081	207.965
Resultado financiero	2.818	(1.559)	20.434
Otros Gastos Distintos a la operación	(3.317)	95	(264)
Impuesto Sobre Sociedades	1.355	22.507	5.783
Resultado por Hiperinflación (1)	**76.698**	**124.477**	**270.380**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**76.698**	**124.477**	**270.380**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$			
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**2020**	**2019**	**2018**
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.277	3.553	28.247
Otros activos financieros	130.570	57.818	143.279
Otros activos no financieros	27.195	379	5.356
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	57.226	210.587	193.532
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	-	2.473
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(30.988)	(43.692)	(144.669)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(46.073)	(45.142)	(76.575)
Otros pasivos no financieros	(89.036)	(46.543)	(41.008)
Total Diferencias de Cambio	**57.171**	**136.960**	**110.635**

1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver Nota 2.9).

Nota 34. Información por segmento

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de Compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, EGP Proyecto I, Fortaleza, Enel Tecnología de Redes, Central Geradora Fotovolcaica Sao Francisco Ltda. y Enel Trading Brasil S.A.; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de Compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Linea de Negocio	**Generación**	
ACTIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
ACTIVOS CORRIENTES	**1.752.168**	**1.401.368**
Efectivo y equivalentes al efectivo	678.856	593.058
Otros activos financieros corrientes	77.146	62.287
Otros activos no financieros, corriente	70.693	68.906
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	699.288	446.026
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	110.101	129.961
Inventarios corrientes	86.375	68.525
Activos por impuestos corrientes, corriente	29.709	32.605
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**5.023.349**	**5.481.408**
Otros activos financieros no corrientes	293.011	345.968
Otros activos no financieros no corrientes	44.772	67.688
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	280.119	311.858
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	43.945	54.002
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	111.027	104.875
Activos intangibles distintos de la plusvalía	136.560	67.708
Plusvalía	-	-
Propiedades, planta y equipo	3.953.188	4.351.508
Propiedad de inversión	-	-
Activos por derecho de uso	127.537	147.005
Activos por impuestos diferidos	33.190	30.796
TOTAL ACTIVOS	**6.775.517**	**6.882.776**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$		
Linea de Negocio	**Generación**	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
PASIVOS CORRIENTES	**1.652.616**	**1.222.704**
Otros pasivos financieros corrientes	317.285	198.424
Pasivos por arrendamientos corrientes	21.478	42.441
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	881.993	580.450
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	155.817	122.443
Otras provisiones corrientes	79.356	80.023
Pasivos por impuestos corrientes	150.727	144.418
Otros pasivos no financieros corrientes	45.960	54.505
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.280.831**	**1.690.280**
Otros pasivos financieros no corrientes	727.682	1.051.275
Pasivos por arrendamientos no corrientes	11.591	20.506
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	979	4.178
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	19.252	15.258
Otras provisiones no corrientes	84.179	101.159
Pasivo por impuestos diferidos	335.101	382.097
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.753	33.720
Otros pasivos no financieros no corrientes	69.294	82.087
PATRIMONIO NETO	**3.842.070**	**3.969.792**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**3.842.070**	**3.969.792**
Capital emitido y pagado	1.821.697	1.968.025
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.122.697	1.190.915
Primas de emisión	37.138	38.888
Acciones propias en cartera	(54)	-
Otras reservas	860.592	771.964
Participaciones no controladoras	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**6.775.517**	**6.882.776**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
4.321.551	**4.513.289**	**105.537**	**666.597**	**6.179.256**	**6.581.254**
748.245	649.538	79.892	696.401	1.506.993	1.938.997
151.746	49.098	1.387	8.998	230.279	120.383
430.800	374.419	59.293	42.837	560.786	486.162
2.524.640	3.044.634	11.007	13.797	3.234.935	3.504.457
19.689	26.237	(82.840)	(139.829)	46.950	16.369
384.790	327.751	268	(37)	471.433	396.239
61.641	30.286	36.530	44.430	127.880	107.321
-	11.326	-	-	-	11.326
14.821.340	**16.610.174**	**909.613**	**1.103.548**	**20.754.302**	**23.195.130**
2.497.735	2.703.694	117	149	2.790.863	3.049.811
2.284.187	2.663.918	3.897	4.284	2.332.856	2.735.890
297.872	275.915	533	184	578.524	587.957
32	68	(43.945)	(53.223)	32	847
1.596	1.710	(110.350)	(104.607)	2.273	1.978
4.370.876	5.441.246	17.390	18.925	4.524.826	5.527.879
-	-	945.512	1.173.043	945.512	1.173.043
4.396.560	4.399.515	4.924	12.415	8.354.672	8.763.438
7.942	10.254	-	-	7.942	10.254
94.180	108.112	703	682	222.420	255.799
870.360	1.005.742	90.832	51.696	994.382	1.088.234
19.142.891	**21.123.463**	**1.015.150**	**1.770.145**	**26.933.558**	**29.776.384**

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
5.178.351	**5.027.059**	**446.255**	**486.169**	**7.277.222**	**6.735.932**
1.020.125	847.463	487.720	362.520	1.825.130	1.408.407
29.753	38.758	264	445	51.495	81.644
3.081.693	3.102.559	129.890	237.036	4.093.576	3.920.045
651.021	518.068	(209.716)	(146.000)	597.122	494.511
141.067	205.464	2	565	220.425	286.052
69.379	70.073	2.764	6.236	222.870	220.727
185.313	240.883	35.331	25.367	266.604	320.755
-	3.791	-	-	-	3.791
7.759.713	**8.548.777**	**282.129**	**555.209**	**9.322.673**	**10.794.266**
2.518.301	3.134.569	591.723	595.989	3.837.706	4.781.833
78.882	87.742	597	377	91.070	108.625
2.049.498	2.320.943	10.998	10.876	2.061.475	2.335.997
444.950	34.662	(319.811)	(49.920)	144.391	-
749.514	874.836	207	332	833.900	976.327
282.397	267.181	(4.545)	(5.424)	612.953	643.854
1.588.504	1.799.663	2.960	2.979	1.624.217	1.836.362
47.667	29.181	-	-	116.961	111.268
6.204.827	**7.547.627**	**286.766**	**728.767**	**10.333.663**	**12.246.186**
6.204.827	**7.547.627**	**286.766**	**728.767**	**8.105.859**	**9.966.287**
2.902.092	3.558.565	5.039.289	4.257.285	9.763.078	9.783.875
(82.505)	318.239	4.375.506	3.965.257	5.415.698	5.474.411
55.685	58.011	(92.823)	(96.899)	-	-
-	-	54	-	-	-
3.329.555	3.612.812	(9.035.260)	(7.396.876)	(7.072.917)	(5.291.999)
-	**-**	**-**	**-**	**2.227.804**	**2.279.899**
19.142.891	**21.123.463**	**1.015.150**	**1.770.145**	**26.933.558**	**29.776.384**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Linea de Negocio		Generación	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**2020**	**2019**	**2018**
INGRESOS	**3.000.829**	**3.057.056**	**3.036.418**
Ingresos de actividades ordinarias	2.977.178	3.007.419	2.961.895
Ventas de energía	2.880.510	2.885.369	2.814.879
Otras ventas	32.291	48.946	44.810
Otras prestaciones de servicios	64.377	73.104	102.206
Otros ingresos	23.651	49.637	74.523
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.375.163)**	**(1.218.451)**	**(1.280.555)**
Compras de energía	(918.086)	(578.373)	(757.914)
Consumo de combustible	(137.850)	(277.116)	(226.843)
Gastos de transporte	(226.531)	(260.281)	(187.111)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(92.696)	(102.681)	(108.687)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.625.666**	**1.838.605**	**1.755.863**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.946	10.023	9.467
Gastos por beneficios a los empleados	(101.339)	(114.226)	(122.858)
Otros gastos, por naturaleza	(145.700)	(136.526)	(140.031)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**1.382.573**	**1.597.876**	**1.502.441**
Gasto por depreciación y amortización	(240.241)	(261.958)	(295.719)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	(1.307)	66.987
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(934)	645	(4.998)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.141.398**	**1.335.256**	**1.268.711**
RESULTADO FINANCIERO	**(56.160)**	**4.788**	**70.220**
Ingresos financieros	**93.720**	**153.668**	**116.829**
Efectivo y otros medios equivalentes	32.879	99.237	84.253
Otros ingresos financieros	60.841	54.431	32.576
Costos financieros	**(149.750)**	**(178.978)**	**(203.183)**
Préstamos bancarios	(3.945)	(12.603)	(18.221)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(70.317)	(80.638)	(98.979)
Otros	(75.488)	(85.737)	(85.983)
Resultados por Unidades de Reajuste	(85.734)	(83.759)	8.815
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**85.604**	**113.857**	**147.759**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.630	790	2.171
Otras ganancias (pérdidas)	3.764	1.287	135
Resultado de Otras Inversiones	50	1.042	51
Resultados en Ventas de Activos	3.714	245	84
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.091.632	1.342.121	1.341.237
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(326.573)	(419.338)	(449.235)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**765.059**	**922.783**	**892.002**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**765.059**	**922.783**	**892.002**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	765.059	922.783	892.002
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Linea de Negocio		Generación	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**2020**	**2019**	**2018**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.109.985	1.052.312	1.197.918
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(164.687)	(84.523)	(103.167)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(797.743)	(1.039.947)	(865.538)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
9.969.814	**12.116.249**	**10.739.115**	**(777.969)**	**(859.193)**	**(785.844)**	**12.192.674**	**14.314.112**	**12.989.689**
9.039.284	10.905.824	9.748.895	(777.486)	(859.867)	(786.029)	11.238.976	13.053.376	11.924.761
7.511.207	9.217.909	8.286.321	(736.505)	(821.024)	(692.024)	9.655.212	11.282.254	10.409.176
5.221	9.805	4.158	(544)	1	-	36.968	58.752	48.968
1.522.856	1.678.110	1.458.416	(40.437)	(38.844)	(94.005)	1.546.796	1.712.370	1.466.617
930.530	1.210.425	990.220	(483)	674	185	953.698	1.260.736	1.064.928
(6.953.255)	**(8.175.432)**	**(7.456.629)**	**772.503**	**852.860**	**788.784**	**(7.555.915)**	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**
(5.149.046)	(6.323.836)	(5.637.926)	729.245	805.346	741.482	(5.337.887)	(6.096.863)	(5.654.358)
-	-	-	-	(1)	-	(137.850)	(277.117)	(226.843)
(838.996)	(903.489)	(811.849)	49.041	52.849	54.656	(1.016.486)	(1.110.921)	(944.304)
(965.213)	(948.107)	(1.006.854)	(5.783)	(5.334)	(7.354)	(1.063.692)	(1.056.122)	(1.122.895)
3.016.559	**3.940.817**	**3.282.486**	**(5.466)**	**(6.333)**	**2.940**	**4.636.759**	**5.773.089**	**5.041.289**
143.146	171.479	168.530	59	63	-	147.151	181.565	177.997
(442.217)	(671.025)	(694.262)	(21.490)	(24.502)	(23.373)	(565.046)	(809.753)	(840.493)
(859.869)	(937.650)	(816.247)	(59.709)	(76.533)	(64.807)	(1.065.278)	(1.150.709)	(1.021.085)
1.857.619	**2.503.621**	**1.940.507**	**(86.606)**	**(107.305)**	**(85.240)**	**3.153.586**	**3.994.192**	**3.357.708**
(614.224)	(683.668)	(567.471)	(3.634)	(2.704)	750	(858.099)	(948.330)	(862.440)
-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	2.126	61.753
(241.540)	(279.234)	(116.704)	102	(536)	(799)	(242.372)	(279.125)	(122.501)
1.001.855	**1.544.152**	**1.251.098**	**(90.138)**	**(110.545)**	**(85.289)**	**2.053.115**	**2.768.863**	**2.434.520**
(219.907)	**(261.637)**	**(216.603)**	**(37.040)**	**(120.684)**	**(186.280)**	**(313.107)**	**(377.533)**	**(332.663)**
223.020	**285.720**	**223.121**	**4.737**	**10.273**	**18.131**	**321.477**	**449.661**	**358.081**
14.687	26.372	27.301	11.944	19.923	21.626	59.510	145.532	133.180
208.333	259.348	195.820	(7.207)	(9.650)	(3.495)	261.967	304.129	224.901
(598.296)	**(745.402)**	**(690.462)**	**(20.407)**	**(164.251)**	**(178.114)**	**(768.453)**	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**
(56.676)	(92.211)	(101.105)	(9.402)	(29.210)	(42.866)	(70.023)	(134.024)	(162.192)
(113.505)	(175.496)	(135.140)	(24.808)	(25.225)	(78.085)	(208.630)	(281.359)	(312.204)
(428.115)	(477.695)	(454.217)	13.803	(109.816)	(57.163)	(489.800)	(673.248)	(597.363)
161.586	206.845	260.137	846	1.391	1.428	76.698	124.477	270.380
(6.217)	**(8.800)**	**(9.399)**	**(22.216)**	**31.903**	**(27.725)**	**57.171**	**136.960**	**110.635**
28	20	(160)	475	(227)	441	3.133	583	2.452
903	12.909	546	4	-	-	4.671	14.196	681
-	6	-	4	-	-	54	1.048	51
903	12.903	546	-	-	-	4.617	13.148	630
782.879	1.295.444	1.034.881	(126.699)	(231.456)	(271.128)	1.747.812	2.406.109	2.104.990
(278.107)	160.650	(24.007)	38.120	22.342	35.310	(566.560)	(236.346)	(437.932)
504.772	**1.456.094**	**1.010.874**	**(88.579)**	**(209.114)**	**(235.818)**	**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
504.772	**1.456.094**	**1.010.874**	**(88.579)**	**(209.114)**	**(235.818)**	**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
504.772	1.456.094	1.010.874	(88.579)	(209.114)	(235.818)	1.181.252	2.169.763	1.667.058
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**825.197**	**1.614.085**	**1.201.381**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**356.055**	**555.678**	**465.677**

Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
1.448.867	1.603.242	771.791	(133.342)	(128.043)	(125.144)	2.425.510	2.527.511	1.844.565
(1.364.627)	(1.471.137)	(1.022.549)	(6.302)	(44.138)	(1.943.473)	(1.535.616)	(1.599.798)	(3.069.189)
40.508	(64.693)	367.923	(429.300)	281.736	2.364.681	(1.186.535)	(822.904)	1.867.066

34.3 Países

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
ACTIVOS CORRIENTES	**249.106**	**709.462**	**603.494**	**626.439**	**4.138.518**	**4.304.036**
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.050	634.221	139.448	130.856	741.381	699.524
Otros activos financieros corrientes	116	1.637	65.382	-	160.734	115.002
Otros activos no financieros, corriente	16.730	3.811	42.123	47.708	411.573	376.857
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.587	839	310.882	386.317	2.407.709	2.691.586
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	213.077	59.808	148	12.368	38.761	109.394
Inventarios corrientes	-	-	42.883	31.075	272.754	236.485
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.546	9.146	2.628	18.115	105.606	75.188
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**10.473.781**	**10.105.798**	**2.468.259**	**2.622.717**	**11.374.761**	**13.482.703**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	25.461	3.209	2.765.194	3.046.431
Otros activos no financieros no corrientes	2.980	3.125	898	3.354	2.272.857	2.690.639
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	77	126	268.536	308.730	276.346	236.555
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	225.000	375.000	32	68	-	17.039
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	10.245.701	9.726.059	315.981	357.963	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	61.159	30.519	4.256.831	5.306.273
Plusvalía	-	-	4.523	4.665	494.129	638.031
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.762.799	1.888.301	304.256	401.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.942	10.254
Activos por derecho de uso	24	19	124	18	43.099	75.419
Activos por impuestos diferidos	(1)	1.469	28.746	25.890	954.107	1.060.872
TOTAL ACTIVOS	**10.722.887**	**10.815.260**	**3.071.753**	**3.249.156**	**15.513.279**	**17.786.739**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
PASIVOS CORRIENTES	**595.828**	**508.799**	**689.017**	**746.901**	**4.192.739**	**3.918.889**
Otros pasivos financieros corrientes	339.842	362.520	6.088	7.282	797.217	813.061
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	11	78	7	15.702	26.422
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46.970	62.072	527.729	438.227	2.758.445	2.569.032
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	208.628	83.446	31.787	119.403	337.202	134.906
Otras provisiones corrientes	-	561	45.167	44.825	77.844	144.977
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	44.383	92.080	33.986	6.741
Otros pasivos no financieros corrientes	369	189	33.785	45.077	172.343	223.750
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**597.203**	**598.977**	**509.899**	**616.239**	**6.168.982**	**7.528.770**
Otros pasivos financieros no corrientes	591.722	595.990	40.785	40.649	1.539.623	2.330.394
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	8	45	7	35.901	58.800
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	86.559	152.240	1.962.061	2.171.886
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	16.228	369.498	387.076
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.760	23.710	714.757	848.183
Pasivo por impuestos diferidos	2.521	-	286.936	311.503	40.030	26.428
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.960	2.979	13.920	14.178	1.476.884	1.683.453
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	61.894	57.724	30.228	22.550
PATRIMONIO NETO	**9.529.856**	**9.707.484**	**1.872.837**	**1.886.016**	**5.151.558**	**6.339.080**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.529.856	9.707.484	1.872.837	1.886.016	5.151.558	6.339.080
Capital emitido y pagado	9.763.079	9.783.875	953.561	936.444	3.695.565	4.123.929
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.008.390	3.186.021	-121.454	238.459	197.561	597.534
Primas de emisión	-	-	-	-	575.327	742.877
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(21.375)	-
Otras reservas	(3.241.613)	(3.262.412)	1.040.730	711.113	704.480	874.740
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**10.722.887**	**10.815.260**	**3.071.753**	**3.249.156**	**15.513.279**	**17.786.739**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
850.472	**560.017**	**546.260**	**551.843**	**(208.594)**	**(170.543)**	**6.179.256**	**6.581.254**
383.257	186.762	234.857	287.634	-	-	1.506.993	1.938.997
4.047	3.512	-	232	-	-	230.279	120.383
27.496	12.941	62.864	44.845	-	-	560.786	486.162
331.070	260.132	182.959	164.630	728	953	3.234.935	3.504.457
1.790	2.072	2.496	4.223	(209.322)	(171.496)	46.950	16.369
102.781	83.152	53.015	45.527	-	-	471.433	396.239
31	120	10.069	4.752	-	-	127.880	107.321
-	11.326	-	-	-	-	-	11.326
4.397.892	**4.371.244**	**2.382.886**	**2.561.433**	**(10.343.277)**	**(9.948.765)**	**20.754.302**	**23.195.130**
153	171	55	-	-	-	2.790.863	3.049.811
33.029	21.844	23.092	16.760	-	168	2.332.856	2.735.890
33.565	42.546	-	-	-	-	578.524	587.957
-	-	-	-	(225.000)	(391.260)	32	847
127	141	-	-	(10.559.536)	(10.082.185)	2.273	1.978
135.881	125.795	70.955	65.292	-	-	4.524.826	5.527.879
5.601	5.835	-	-	441.259	524.512	945.512	1.173.043
4.158.620	4.162.924	2.128.997	2.311.023	-	-	8.354.672	8.763.438
-	-	-	-	-	-	7.942	10.254
19.639	11.988	159.534	168.355	-	-	222.420	255.799
11.277	-	253	3	-	-	994.382	1.088.234
5.248.364	**4.931.261**	**2.929.146**	**3.113.276**	**(10.551.871)**	**(10.119.308)**	**26.933.558**	**29.776.384**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
1.206.026	**876.231**	**627.532**	**482.477**	**(33.920)**	**202.635**	**7.277.222**	**6.735.932**
454.167	169.543	227.816	56.001	-	-	1.825.130	1.408.407
4.792	6.002	30.904	49.202	-	-	51.495	81.644
492.040	460.442	207.027	235.240	61.365	155.032	4.093.576	3.920.045
72.213	62.468	42.577	46.685	(95.285)	47.603	597.122	494.511
40.176	38.297	57.238	57.392	-	-	220.425	286.052
110.724	108.167	33.777	13.739	-	-	222.870	220.727
31.914	27.521	28.193	24.218	-	-	266.604	320.755
-	3.791	-	-	-	-	-	3.791
1.537.229	**1.648.410**	**734.467**	**805.168**	**(225.107)**	**(403.298)**	**9.322.673**	**10.794.266**
1.251.199	1.404.406	414.377	410.394	-	-	3.837.706	4.781.833
15.639	6.191	39.485	43.619	-	-	91.070	108.625
1.136	997	11.719	10.868	-	6	2.061.475	2.335.997
-	-	-	-	(225.107)	(403.304)	144.391	-
78.504	49.659	20.879	54.775	-	-	833.900	976.327
63.683	51.332	219.783	254.591	-	-	612.953	643.854
124.248	129.507	6.205	6.245	-	-	1.624.217	1.836.362
2.820	6.318	22.019	24.676	-	-	116.961	111.268
2.505.109	**2.406.620**	**1.567.147**	**1.825.631**	**(10.292.844)**	**(9.918.645)**	**10.333.663**	**12.246.186**
2.505.109	2.406.620	1.567.147	1.825.631	(10.292.844)	(9.918.645)	8.105.859	9.966.287
195.415	203.580	1.483.352	1.618.125	(6.327.894)	(6.882.078)	9.763.078	9.783.875
972.249	854.096	272.808	434.988	1.086.144	163.313	5.415.698	5.474.411
88.781	92.490	1.612	1.758	(665.720)	(837.125)	-	-
-	-	-	-	21.375	-	-	-
1.248.664	1.256.454	(190.625)	(229.240)	(4.406.749)	(2.362.755)	(7.072.917)	(5.291.999)
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.227.804**	**2.279.899**
5.248.364	**4.931.261**	**2.929.146**	**3.113.276**	**(10.551.871)**	**(10.119.308)**	**26.933.558**	**29.776.384**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
INGRESOS	**165**	**902**	**1.335**	**1.030.361**	**1.782.532**	**1.516.392**	**7.580.444**	**8.608.890**	**7.489.756**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	995.970	1.481.493	1.488.830	6.696.125	7.685.111	6.520.243
Ventas de energía	-	-	-	958.852	1.435.040	1.443.845	5.944.342	6.805.945	5.865.566
Otras ventas	-	-	-	2.431	2.771	191	698	3.755	2.225
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	34.687	43.682	44.794	751.085	875.411	652.452
Otros ingresos	165	902	1.335	34.391	301.039	27.562	884.319	923.779	969.513
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(99)**	**-**	**-**	**(551.514)**	**(903.365)**	**(769.333)**	**(5.450.908)**	**(5.906.736)**	**(5.366.693)**
Compras de energía	-	-	-	(490.953)	(715.723)	(656.647)	(3.896.510)	(4.311.902)	(3.855.878)
Consumo de combustible	-	-	-	(1.180)	(100.579)	(21.095)	(41.363)	(58.506)	(18.151)
Gastos de transporte	-	-	-	(24.348)	(25.949)	(37.414)	(675.394)	(739.219)	(631.737)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(99)	-	-	(35.033)	(61.114)	(54.177)	(837.641)	(797.109)	(860.927)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**66**	**902**	**1.335**	**478.847**	**879.167**	**747.059**	**2.129.536**	**2.702.154**	**2.123.063**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	31.296	48.095	54.308	76.744	89.871	83.214
Gastos por beneficios a los empleados	(5.957)	(7.695)	(6.732)	(154.984)	(200.284)	(265.521)	(234.994)	(434.266)	(402.618)
Otros gastos, por naturaleza	(21.054)	(23.211)	(27.113)	(169.255)	(175.437)	(139.867)	(632.746)	(713.637)	(603.682)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**(26.945)**	**(30.004)**	**(32.510)**	**185.904**	**551.541**	**395.979**	**1.338.540**	**1.644.122**	**1.199.977**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(160.424)	(143.179)	(173.774)	(393.848)	(488.163)	(375.937)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	-	-	-	66.987	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	-	(44.434)	(42.541)	(56.654)	(167.469)	(225.557)	(55.843)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(26.945)**	**(30.004)**	**(32.510)**	**(18.954)**	**365.821**	**232.538**	**777.223**	**930.402**	**768.197**
RESULTADO FINANCIERO	**(21.872)**	**(31.514)**	**(19.825)**	**65.733**	**160.817**	**257.912**	**(292.686)**	**(374.162)**	**(430.868)**
Ingresos financieros	**25.063**	**37.675**	**47.281**	**85.954**	**122.200**	**107.807**	**211.101**	**291.262**	**215.449**
Efectivo y otros medios equivalentes	4.066	16.018	7.245	40.218	90.691	75.692	4.727	25.405	33.259
Otros ingresos financieros	20.997	21.657	40.036	45.736	31.509	32.115	206.374	265.857	182.190
Costos financieros	**(62.972)**	**(50.740)**	**(61.869)**	**(148.439)**	**(189.401)**	**(226.859)**	**(414.707)**	**(679.377)**	**(614.811)**
Préstamos bancarios	(9.190)	(11.379)	(8.084)	(3.334)	(4.019)	(177)	(45.544)	(106.312)	(131.557)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(24.809)	(25.225)	(25.736)	(1)	-	-	(67.717)	(112.770)	(124.722)
Otros	(28.973)	(14.136)	(28.049)	(145.104)	(185.382)	(226.682)	(301.446)	(460.295)	(358.532)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	76.698	124.477	270.380	-	-	-
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**16.037**	**(18.449)**	**(5.237)**	**51.520**	**103.541**	**106.584**	**(89.080)**	**13.953**	**(31.506)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	475	(227)	441	2.658	810	2.011	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	61	1.080	74	870	2.144	386
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	54	1.041	51	-	1	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	7	39	23	870	2.143	386
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(48.342)**	**(61.745)**	**(51.894)**	**49.498**	**528.528**	**492.535**	**485.407**	**558.384**	**337.715**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(3.840)	9.598	(7.137)	(36.154)	(132.137)	(203.661)	(147.963)	313.730	217.748
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(52.182)**	**(52.147)**	**(59.031)**	**13.344**	**396.391**	**288.874**	**337.444**	**872.114**	**555.463**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(52.182)**	**(52.147)**	**(59.031)**	**13.344**	**396.391**	**288.874**	**337.444**	**872.114**	**555.463**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(52.182)	(52.147)	(59.031)	13.344	396.391	288.874	337.444	872.114	555.463
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(52.803)	(49.135)	(34.496)	272.134	241.095	157.539	922.297	999.122	299.827
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	175.657	(2.220.047)	348.295	(169.918)	(175.679)	(98.752)	(755.047)	(855.965)	(2.434.755)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(719.042)	2.475.888	(52.458)	(59.659)	(47.566)	(23.844)	(55.832)	(66.875)	2.389.830

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
2.337.750	**2.538.922**	**2.671.192**	**1.243.993**	**1.382.940**	**1.311.262**	**(39)**	**(74)**	**(248)**	**12.192.674**	**14.314.112**	**12.989.689**
2.311.045	2.513.971	2.642.886	1.235.836	1.372.801	1.272.802	-	-	-	11.238.976	13.053.376	11.924.761
1.564.664	1.734.645	1.868.279	1.187.354	1.306.624	1.231.486	-	-	-	9.655.212	11.282.254	10.409.176
23.990	28.737	23.232	9.849	23.489	23.320	-	-	-	36.968	58.752	48.968
722.391	750.589	751.375	38.633	42.688	17.996	-	-	-	1.546.796	1.712.370	1.466.617
26.705	24.951	28.306	8.157	10.139	38.460	(39)	(74)	(248)	953.698	1.260.736	1.064.928
(930.528)	**(1.054.749)**	**(1.208.848)**	**(622.866)**	**(676.173)**	**(603.957)**	**-**	**-**	**431**	**(7.555.915)**	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**
(500.924)	(596.652)	(721.047)	(449.500)	(473.129)	(422.384)	-	543	1.598	(5.337.887)	(6.096.863)	(5.654.358)
(39.785)	(49.225)	(53.414)	(55.522)	(68.807)	(134.183)	-	-	-	(137.850)	(277.117)	(226.843)
(247.325)	(261.082)	(268.498)	(69.419)	(84.128)	(5.488)	-	(543)	(1.167)	(1.016.486)	(1.110.921)	(944.304)
(142.494)	(147.790)	(165.889)	(48.425)	(50.109)	(41.902)	-	-	-	(1.063.692)	(1.056.122)	(1.122.895)
1.407.222	**1.484.173**	**1.462.344**	**621.127**	**706.767**	**707.305**	**(39)**	**(74)**	**183**	**4.636.759**	**5.773.089**	**5.041.289**
28.877	32.179	29.408	10.234	11.420	11.067	-	-	-	147.151	181.565	177.997
(107.827)	(102.834)	(99.856)	(61.284)	(64.674)	(65.766)	-	-	-	(565.046)	(809.753)	(840.493)
(148.088)	(146.478)	(161.656)	(94.174)	(92.020)	(88.585)	39	74	(182)	(1.065.278)	(1.150.709)	(1.021.085)
1.180.184	**1.267.040**	**1.230.240**	**475.903**	**561.493**	**564.021**	**-**	**-**	**1**	**3.153.586**	**3.994.192**	**3.357.708**
(181.986)	(195.488)	(193.432)	(121.841)	(121.500)	(119.297)	-	-	-	(858.099)	(948.330)	(862.440)
-	3.433	(5.234)	-	(1.307)	-	-	-	-	-	2.126	61.753
(16.442)	(6.609)	(9.440)	(14.027)	(4.418)	(564)	-	-	-	(242.372)	(279.125)	(122.501)
981.756	**1.068.376**	**1.022.134**	**340.035**	**434.268**	**444.160**	**-**	**-**	**1**	**2.053.115**	**2.768.863**	**2.434.520**
(119.660)	**(140.101)**	**(159.753)**	**(26.007)**	**(30.553)**	**(18.583)**	**81.385**	**37.980**	**38.454**	**(313.107)**	**(377.533)**	**(332.663)**
13.848	**11.548**	**19.748**	**6.508**	**8.632**	**8.583**	**(20.997)**	**(21.656)**	**(40.787)**	**321.477**	**449.661**	**358.081**
7.743	8.573	12.533	2.756	4.845	4.451	-	-	-	59.510	145.532	133.180
6.105	2.975	7.215	3.752	3.787	4.132	(20.997)	(21.656)	(40.787)	261.967	304.129	224.901
(132.205)	**(151.500)**	**(177.537)**	**(31.127)**	**(39.268)**	**(31.469)**	**20.997**	**21.655**	**40.786**	**(768.453)**	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**
(8.732)	(10.896)	(19.659)	(3.223)	(1.418)	(2.715)	-	-	-	(70.023)	(134.024)	(162.192)
(91.178)	(116.309)	(133.916)	(24.925)	(27.055)	(27.830)	-	-	-	(208.630)	(281.359)	(312.204)
(32.295)	(24.295)	(23.962)	(2.979)	(10.795)	(924)	20.997	21.655	40.786	(489.800)	(673.248)	(597.363)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.698	124.477	270.380
(1.303)	**(149)**	**(1.964)**	**(1.388)**	**83**	**4.303**	**81.385**	**37.981**	**38.455**	**57.171**	**136.960**	**110.635**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.133	583	2.452
124	308	190	3.616	10.664	31	-	-	-	4.671	14.196	681
-	6	-	-	-	-	-	-	-	54	1.048	51
124	302	190	3.616	10.664	31	-	-	-	4.617	13.148	630
862.220	**928.583**	**862.571**	**317.644**	**414.379**	**425.608**	**81.385**	**37.980**	**38.455**	**1.747.812**	**2.406.109**	**2.104.990**
(286.707)	(302.350)	(310.823)	(91.896)	(125.187)	(134.059)	-	-	-	(566.560)	(236.346)	(437.932)
575.513	**626.233**	**551.748**	**225.748**	**289.192**	**291.549**	**81.385**	**37.980**	**38.455**	**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
575.513	**626.233**	**551.748**	**225.748**	**289.192**	**291.549**	**81.385**	**37.980**	**38.455**	**1.181.252**	**2.169.763**	**1.667.058**
575.513	626.233	551.748	225.748	289.192	291.549	81.385	37.980	38.455	1.181.252	2.169.763	1.667.058
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**825.197**	**1.614.085**	**1.201.381**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**356.055**	**555.678**	**465.677**

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
939.651	865.922	1.030.940	342.021	454.719	390.044	2.210	15.788	711	2.425.510	2.527.511	1.844.565
(464.647)	(386.559)	(378.451)	(176.299)	(208.685)	(89.786)	(145.362)	2.247.137	(415.740)	(1.535.616)	(1.599.798)	(3.069.189)
(303.393)	(705.497)	(601.744)	(192.090)	(215.929)	(259.879)	143.481	(2.262.925)	415.161	(1.186.535)	(822.904)	1.867.066

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Línea de Negocio	**Generación y Transmisión**			
País	**Argentina**		**Brasil**	
ACTIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
ACTIVOS CORRIENTES	**297.094**	**329.778**	**725.298**	**489.030**
Efectivo y equivalentes al efectivo	80.741	91.497	167.713	179.541
Otros activos financieros corrientes	41.991	-	31.382	58.849
Otros activos no financieros, corriente	12.401	28.264	25.705	30.114
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	111.216	161.872	444.478	113.029
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	18.509	16.139	38.033	96.370
Inventarios corrientes	29.608	13.944	320	391
Activos por impuestos corrientes, corriente	2.628	18.062	17.667	10.736
ACTIVOS NO CORRIENTES	**715.591**	**838.459**	**693.610**	**791.639**
Otros activos financieros no corrientes	25.454	3.200	267.351	342.599
Otros activos no financieros no corrientes	839	3.265	12.463	37.866
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	268.076	308.084	8.020	25
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	18.411	34.662	-	1.758
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.145	572	55.520	45.123
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.092	154	69.410	8.655
Propiedades, planta y equipo	371.322	462.759	266.974	350.378
Activos por derecho de uso	-	-	184	202
Activos por impuestos diferidos	19.252	25.763	13.688	5.033
TOTAL ACTIVOS	**1.012.685**	**1.168.237**	**1.418.908**	**1.280.669**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Línea de Negocio	**Generación y Transmisión**			
País	**Argentina**		**Brasil**	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
PASIVOS CORRIENTES	**161.117**	**338.950**	**665.046**	**344.845**
Otros pasivos financieros corrientes	6.088	7.282	21.768	81.967
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	138	132
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.088	109.347	578.444	229.009
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	29.041	118.028	49.014	17.809
Otras provisiones corrientes	1.380	-	(3)	-
Pasivos por impuestos corrientes	41.620	73.629	7.071	6.076
Otros pasivos no financieros corrientes	22.900	30.664	8.614	9.852
PASIVOS NO CORRIENTES	**144.807**	**221.136**	**179.215**	**205.761**
Otros pasivos financieros no corrientes	40.785	40.650	127.378	176.594
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	83	120
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.034	215	505
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	16.228	19.252	11.331
Otras provisiones no corrientes	62	-	1.730	2.053
Pasivo por impuestos diferidos	52.504	101.043	29.787	13.171
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.190	3.172	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	48.266	57.009	770	1.987
PATRIMONIO NETO	**706.761**	**608.151**	**574.647**	**730.063**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**706.761**	**608.151**	**574.647**	**730.063**
Capital emitido y pagado	561.138	569.466	215.930	268.415
Ganancias (pérdidas) acumuladas	11.406	4.884	237.270	335.962
Primas de emisión	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	(54)	-
Otras reservas	134.217	33.801	121.501	125.686
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.012.685**	**1.168.237**	**1.418.908**	**1.280.669**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Generación y Transmisión							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
353.946	**251.413**	**375.830**	**433.281**	**-**	**(102.134)**	**1.752.168**	**1.401.368**
239.549	86.361	190.853	235.659	-	-	678.856	593.058
3.773	3.206	-	232	-	-	77.146	62.287
9.254	2.858	23.333	7.670	-	-	70.693	68.906
70.578	78.136	73.008	92.989	8	-	699.288	446.026
926	55.821	52.641	63.765	(8)	(102.134)	110.101	129.961
29.866	25.031	26.581	29.159	-	-	86.375	68.525
-	-	9.414	3.807	-	-	29.709	32.605
2.420.482	**2.524.074**	**1.193.666**	**1.328.046**	**-**	**(810)**	**5.023.349**	**5.481.408**
151	169	55	-	-	-	293.011	345.968
8.378	9.797	23.092	16.760	-	-	44.772	67.688
4.023	3.749	-	-	-	-	280.119	311.858
-	-	25.534	18.392	-	(810)	43.945	54.002
2.475	2.579	51.887	56.601	-	-	111.027	104.875
30.113	32.433	25.945	26.466	-	-	136.560	67.708
2.373.206	2.471.721	941.686	1.066.650	-	-	3.953.188	4.351.508
2.136	3.626	125.217	143.177	-	-	127.537	147.005
-	-	250	-	-	-	33.190	30.796
2.774.428	**2.775.487**	**1.569.496**	**1.761.327**	**-**	**(102.944)**	**6.775.517**	**6.882.776**

Generación y Transmisión							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
570.719	**387.805**	**255.734**	**241.747**	**-**	**(90.643)**	**1.652.616**	**1.222.704**
263.242	98.742	26.187	10.433	-	-	317.285	198.424
1.793	1.476	19.547	40.833	-	-	21.478	42.441
153.466	142.993	89.995	99.101	-	-	881.993	580.450
45.183	41.035	32.579	36.214	-	(90.643)	155.817	122.443
29.096	31.215	48.883	48.808	-	-	79.356	80.023
70.498	63.076	31.538	1.637	-	-	150.727	144.418
7.441	9.268	7.005	4.721	-	-	45.960	54.505
697.178	**943.881**	**259.631**	**331.803**	**-**	**(12.301)**	**1.280.831**	**1.690.280**
542.592	816.492	16.927	17.539	-	-	727.682	1.051.275
515	2.041	10.993	18.345	-	-	11.591	20.506
764	639	-	-	-	-	979	4.178
-	-	-	-	-	(12.301)	19.252	15.258
61.967	44.831	20.420	54.275	-	-	84.179	101.159
63.683	51.223	189.127	216.660	-	-	335.101	382.097
27.657	28.655	1.906	1.893	-	-	32.753	33.720
-	-	20.258	23.091	-	-	69.294	82.087
1.506.531	**1.443.801**	**1.054.131**	**1.187.777**	**-**	**-**	**3.842.070**	**3.969.792**
1.506.531	**1.443.801**	**1.054.131**	**1.187.777**	**-**	**-**	**3.842.070**	**3.969.792**
191.473	199.473	853.156	930.671	-	-	1.821.697	1.968.025
665.670	565.626	208.351	284.443	-	-	1.122.697	1.190.915
33.096	34.479	4.042	4.409	-	-	37.138	38.888
-	-	-	-	-	-	(54)	-
616.292	644.223	(11.418)	(31.746)	-	-	860.592	771.964
2.774.428	**2.775.487**	**1.569.496**	**1.761.327**	**-**	**(102.944)**	**6.775.517**	**6.882.776**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión					
País		**Argentina**			**Brasil**	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
INGRESOS	**230.575**	**436.376**	**327.613**	**1.105.875**	**777.501**	**853.595**
Ingresos de actividades ordinarias	224.081	415.055	314.689	1.102.091	761.534	841.722
Ventas de energía	220.869	413.343	313.502	1.040.995	691.904	759.653
Otras ventas	1.281	-	21	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	1.931	1.712	1.166	61.096	69.630	82.069
Otros ingresos	6.494	21.321	12.924	3.784	15.967	11.873
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(19.110)**	**(129.661)**	**(40.070)**	**(781.186)**	**(418.618)**	**(574.420)**
Compras de energía	(969)	(877)	(1.343)	(710.206)	(328.984)	(525.539)
Consumo de combustible	(1.180)	(100.579)	(21.095)	(41.363)	(58.505)	(18.151)
Gastos de transporte	(6.542)	(8.959)	(6.937)	(23.874)	(28.107)	(30.474)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(10.419)	(19.246)	(10.695)	(5.743)	(3.022)	(256)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**211.465**	**306.715**	**287.543**	**324.689**	**358.883**	**279.175**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	375	4.785	5.011	215	653	553
Gastos por beneficios a los empleados	(30.398)	(38.147)	(45.672)	(12.934)	(16.422)	(16.364)
Otros gastos, por naturaleza	(41.328)	(28.259)	(28.977)	(14.876)	(22.191)	(19.683)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**140.114**	**245.094**	**217.905**	**297.094**	**320.923**	**243.681**
Gasto por depreciación y amortización	(86.575)	(89.645)	(121.545)	(23.371)	(32.785)	(32.681)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	66.987	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(96)	(40)	(7.671)	(535)	32	(260)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**53.443**	**155.409**	**155.676**	**273.188**	**288.170**	**210.740**
RESULTADO FINANCIERO	**6.766**	**73.292**	**116.452**	**5.214**	**19.427**	**18.757**
Ingresos financieros	**72.368**	**98.572**	**69.536**	**11.100**	**41.484**	**32.044**
Efectivo y otros medios equivalentes	27.765	82.760	65.748	(1.009)	7.644	7.712
Otros ingresos financieros	44.603	15.812	3.788	12.109	33.840	24.332
Costos financieros	**(29.397)**	**(47.784)**	**(52.457)**	**(39.278)**	**(31.209)**	**(35.648)**
Préstamos bancarios	(2.955)	(62)	(43)	(579)	(9.925)	(11.321)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(13.088)	(2.415)	(201)
Otros	(26.442)	(47.722)	(52.414)	(25.611)	(18.869)	(24.126)
Resultados por Unidades de Reajuste	(85.734)	(83.759)	8.815	-	-	-
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**49.529**	**106.263**	**90.558**	**33.392**	**9.152**	**22.361**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.630	790	2.171	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	**50**	**1.042**	**74**	**-**	**-**	**-**
Resultado de Otras Inversiones	50	1.042	51	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	23	-	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**62.889**	**230.533**	**274.373**	**278.402**	**307.597**	**229.497**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(15.129)	(48.085)	(99.141)	(66.505)	(116.746)	(78.870)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**47.760**	**182.448**	**175.232**	**211.897**	**190.851**	**150.627**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**47.760**	**182.448**	**175.232**	**211.897**	**190.851**	**150.627**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**47.760**	**182.448**	**175.232**	**211.897**	**190.851**	**150.627**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Línea de Negocio	Generacion y Transmision					
País		**Argentina**			**Brasil**	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	125.114	128.806	110.238	193.848	206.616	206.457
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(59.107)	6.478	(16.483)	(9.470)	34.463	(67.384)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(54.520)	(115.161)	(23.726)	(162.012)	(221.809)	(90.783)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Generación y Transmisión											
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
1.159.133	**1.246.988**	**1.259.471**	**505.246**	**596.240**	**595.983**	**-**	**(49)**	**(244)**	**3.000.829**	**3.057.056**	**3.036.418**
1.150.185	1.240.405	1.242.506	500.821	590.425	562.978	-	-	-	2.977.178	3.007.419	2.961.895
1.128.070	1.213.754	1.220.266	490.576	566.368	521.458	-	-	-	2.880.510	2.885.369	2.814.879
21.978	26.479	22.095	9.032	22.467	22.694	-	-	-	32.291	48.946	44.810
137	172	145	1.213	1.590	18.826	-	-	-	64.377	73.104	102.206
8.948	6.583	16.965	4.425	5.815	33.005	-	(49)	(244)	23.651	49.637	74.523
(412.529)	**(465.768)**	**(478.264)**	**(162.338)**	**(204.404)**	**(188.230)**	**-**	**-**	**429**	**(1.375.163)**	**(1.218.451)**	**(1.280.555)**
(179.897)	(209.204)	(191.690)	(27.014)	(39.851)	(40.938)	-	543	1.596	(918.086)	(578.373)	(757.914)
(39.785)	(49.225)	(53.414)	(55.522)	(68.807)	(134.183)	-	-	-	(137.850)	(277.116)	(226.843)
(126.696)	(138.544)	(143.045)	(69.419)	(84.128)	(5.488)	-	(543)	(1.167)	(226.531)	(260.281)	(187.111)
(66.151)	(68.795)	(90.115)	(10.383)	(11.618)	(7.621)	-	-	-	(92.696)	(102.681)	(108.687)
746.604	**781.220**	**781.207**	**342.908**	**391.836**	**407.753**	**-**	**(49)**	**185**	**1.625.666**	**1.838.605**	**1.755.863**
2.438	3.008	2.468	918	1.577	1.435	-	-	-	3.946	10.023	9.467
(31.049)	(31.806)	(30.726)	(26.958)	(27.851)	(30.096)	-	-	-	(101.339)	(114.226)	(122.858)
(44.547)	(42.102)	(45.800)	(44.949)	(44.023)	(45.395)	-	49	(176)	(145.700)	(136.526)	(140.031)
673.446	**710.320**	**707.149**	**271.919**	**321.539**	**333.697**	**-**	**-**	**9**	**1.382.573**	**1.597.876**	**1.502.441**
(66.263)	(73.761)	(73.252)	(64.032)	(65.767)	(68.241)	-	-	-	(240.241)	(261.958)	(295.719)
-	-	-	-	(1.307)	-	-	-	-	-	(1.307)	66.987
(315)	663	(822)	12	(10)	3.755	-	-	-	(934)	645	(4.998)
606.868	**637.222**	**633.075**	**207.899**	**254.455**	**269.211**	**-**	**-**	**9**	**1.141.398**	**1.335.256**	**1.268.711**
(70.522)	**(81.785)**	**(101.982)**	**5.087**	**(6.146)**	**8.420**	**(2.705)**	**-**	**28.573**	**(56.160)**	**4.788**	**70.220**
5.465	**6.239**	**8.361**	**4.787**	**7.373**	**6.888**	**-**	**-**	**-**	**93.720**	**153.668**	**116.829**
3.792	4.696	7.025	2.331	4.137	3.768	-	-	-	32.879	99.237	84.253
1.673	1.543	1.336	2.456	3.236	3.120	-	-	-	60.841	54.431	32.576
(76.221)	**(87.896)**	**(110.076)**	**(4.854)**	**(12.089)**	**(5.002)**	**-**	**-**	**-**	**(149.750)**	**(178.978)**	**(203.183)**
-	(2.522)	(6.638)	(411)	(94)	(219)	-	-	-	(3.945)	(12.603)	(18.221)
(55.682)	(76.258)	(95.921)	(1.547)	(1.965)	(2.857)	-	-	-	(70.317)	(80.638)	(98.979)
(20.539)	(9.116)	(7.517)	(2.896)	(10.030)	(1.926)	-	-	-	(75.488)	(85.737)	(85.983)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(85.734)	(83.759)	8.815
234	**(128)**	**(267)**	**5.154**	**(1.430)**	**6.534**	**(2.705)**	**-**	**28.573**	**85.604**	**113.857**	**147.759**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.630	790	2.171
103	**235**	**24**	**3.611**	**10**	**37**	**-**	**-**	**-**	**3.764**	**1.287**	**135**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	1.042	51
103	235	24	3.611	10	37	-	-	-	3.714	245	84
536.449	**555.672**	**531.117**	**216.597**	**248.319**	**277.668**	**(2.705)**	**-**	**28.582**	**1.091.632**	**1.342.121**	**1.341.237**
(188.883)	(180.207)	(185.554)	(56.056)	(74.300)	(85.670)	-	-	-	(326.573)	(419.338)	(449.235)
347.566	**375.465**	**345.563**	**160.541**	**174.019**	**191.998**	**(2.705)**	**-**	**28.582**	**765.059**	**922.783**	**892.002**
347.566	**375.465**	**345.563**	**160.541**	**174.019**	**191.998**	**(2.705)**	**-**	**28.582**	**765.059**	**922.783**	**892.002**
347.566	**375.465**	**345.563**	**160.541**	**174.019**	**191.998**	**(2.705)**	**-**	**28.582**	**765.059**	**922.783**	**892.002**

Generacion y Transmision											
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
549.006	509.622	626.538	242.006	207.268	254.685	11	-	-	1.109.985	1.052.312	1.197.918
(54.430)	(85.078)	(109.801)	(41.680)	(40.386)	90.501	-	-	-	(164.687)	(84.523)	(103.167)
(353.785)	(545.075)	(494.832)	(227.426)	(157.902)	(256.197)	-	-	-	(797.743)	(1.039.947)	(865.538)

b) Distribución

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Línea de Negocio	**Distribución**			
País	**Argentina**		**Brasil**	
ACTIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
ACTIVOS CORRIENTES	**274.170**	**284.127**	**3.356.268**	**3.711.977**
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.016	24.452	557.280	475.746
Otros activos financieros corrientes	23.383	-	128.089	48.792
Otros activos no financieros, corriente	29.464	18.982	374.088	341.073
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	199.667	222.959	1.954.523	2.568.600
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	364	602	8.480	11.350
Inventarios corrientes	13.276	17.132	272.167	236.130
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	61.641	30.286
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**1.442.359**	**1.456.918**	**10.141.977**	**12.004.828**
Otros activos financieros no corrientes	6	9	2.497.727	2.703.683
Otros activos no financieros no corrientes	60	84	2.259.476	2.651.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	460	646	267.871	236.472
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	32	68	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	133	186	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	50.067	30.365	4.174.705	5.281.728
Propiedades, planta y equipo	1.391.477	1.425.542	32.860	40.609
Propiedad de inversión	-	-	7.942	10.254
Activos por derecho de uso	124	18	42.236	74.554
Activos por impuestos diferidos	-	-	859.160	1.005.742
TOTAL ACTIVOS	**1.716.529**	**1.741.045**	**13.498.245**	**15.716.805**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$				
Línea de Negocio	**Distribución**			
País	**Argentina**		**Brasil**	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
PASIVOS CORRIENTES	**591.523**	**509.222**	**3.697.032**	**3.699.914**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	775.450	731.093
Pasivos por arrendamientos corrientes	78	7	15.396	25.856
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	467.412	328.700	2.159.212	2.321.877
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	69.660	109.013	513.115	286.621
Otras provisiones corrientes	43.785	44.825	77.846	144.973
Pasivos por impuestos corrientes	-	12.264	26.914	665
Otros pasivos no financieros corrientes	10.588	14.413	129.099	188.829
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**415.192**	**429.766**	**6.033.093**	**6.946.561**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.412.245	2.153.800
Pasivos por arrendamientos no corrientes	45	7	35.221	58.311
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	86.559	149.205	1.961.838	2.171.380
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	50.566	34.662	394.384	-
Otras provisiones no corrientes	19.698	23.710	712.820	845.798
Pasivo por impuestos diferidos	233.966	210.460	10.243	13.257
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	10.730	11.006	1.476.884	1.683.454
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.628	716	29.458	20.561
PATRIMONIO NETO	**709.814**	**802.057**	**3.768.120**	**5.070.330**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**709.814**	**802.057**	**3.768.120**	**5.070.330**
Capital emitido y pagado	528.339	544.855	2.222.793	2.849.227
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(67.928)	223.667	(882.158)	(673.567)
Primas de emisión	-	-	-	-
Otras reservas	249.403	33.535	2.427.485	2.894.670
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.716.529**	**1.741.045**	**13.498.245**	**15.716.805**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
499.983	**363.837**	**191.178**	**153.383**	**(48)**	**(35)**	**4.321.551**	**4.513.289**
141.721	97.623	41.228	51.717	-	-	748.245	649.538
274	306	-	-	-	-	151.746	49.098
18.191	10.072	9.057	4.292	-	-	430.800	374.419
260.485	181.485	109.912	71.574	53	16	2.524.640	3.044.634
6.396	4.904	4.550	9.432	(101)	(51)	19.689	26.237
72.916	58.121	26.431	16.368	-	-	384.790	327.751
-	-	-	-	-	-	61.641	30.286
-	11.326	-	-	-	-	-	11.326
1.973.507	**1.842.861**	**1.263.497**	**1.305.567**	**-**	**-**	**14.821.340**	**16.610.174**
2	2	-	-	-	-	2.497.735	2.703.694
24.651	12.048	-	-	-	-	2.284.187	2.663.918
29.541	38.797	-	-	-	-	297.872	275.915
-	-	-	-	-	-	32	68
1.463	1.524	-	-	-	-	1.596	1.710
103.745	93.220	42.359	35.933	-	-	4.370.876	5.441.246
1.785.402	1.688.908	1.186.821	1.244.456	-	-	4.396.560	4.399.515
-	-	-	-	-	-	7.942	10.254
17.503	8.362	34.317	25.178	-	-	94.180	108.112
11.200	-	-	-	-	-	870.360	1.005.742
2.473.490	**2.206.698**	**1.454.675**	**1.458.950**	**(48)**	**(35)**	**19.142.891**	**21.123.463**

Distribución							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
640.775	**545.688**	**249.069**	**272.270**	**(48)**	**(35)**	**5.178.351**	**5.027.059**
190.925	70.801	53.750	45.569	-	-	1.020.125	847.463
2.999	4.526	11.280	8.369	-	-	29.753	38.758
338.490	316.584	116.577	135.398	2	-	3.081.693	3.102.559
32.604	79.684	35.692	42.785	(50)	(35)	651.021	518.068
11.080	7.082	8.356	8.584	-	-	141.067	205.464
40.226	45.041	2.239	12.103	-	-	69.379	70.073
24.451	18.179	21.175	19.462	-	-	185.313	240.883
-	3.791	-	-	-	-	-	3.791
840.051	**704.526**	**471.377**	**467.924**	**-**	**-**	**7.759.713**	**8.548.777**
708.607	587.914	397.449	392.855	-	-	2.518.301	3.134.569
15.124	4.150	28.492	25.274	-	-	78.882	87.742
372	358	729	-	-	-	2.049.498	2.320.943
-	-	-	-	-	-	444.950	34.662
16.537	4.828	459	500	-	-	749.514	874.836
-	107	38.188	43.357	-	-	282.397	267.181
96.591	100.851	4.299	4.352	-	-	1.588.504	1.799.663
2.820	6.318	1.761	1.586	-	-	47.667	29.181
992.664	**956.484**	**734.229**	**718.756**	**-**	**-**	**6.204.827**	**7.547.627**
992.664	**956.484**	**734.229**	**718.756**	**-**	**-**	**6.204.827**	**7.547.627**
3.941	4.106	147.019	160.377	-	-	2.902.092	3.558.565
346.671	282.082	520.910	486.057	-	-	(82.505)	318.239
55.685	58.011	-	-	-	-	55.685	58.011
586.367	612.285	66.300	72.322	-	-	3.329.555	3.612.812
2.473.490	**2.206.698**	**1.454.675**	**1.458.950**	**(48)**	**(35)**	**19.142.891**	**21.123.463**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Línea de Negocio	Distribución					
País		**Argentina**			**Brasil**	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
INGRESOS	**801.228**	**1.346.888**	**1.189.950**	**6.734.986**	**8.153.719**	**6.922.417**
Ingresos de actividades ordinarias	772.583	1.066.437	1.174.151	5.855.047	7.246.928	5.965.107
Ventas de energía	737.983	1.021.696	1.130.353	5.168.342	6.441.861	5.396.919
Otras ventas	1.695	2.771	170	698	3.755	2.225
Otras prestaciones de servicios	32.905	41.970	43.628	686.007	801.312	565.963
Otros ingresos	28.645	280.451	15.799	879.939	906.791	957.310
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(530.338)**	**(773.693)**	**(729.223)**	**(4.937.646)**	**(5.820.384)**	**(5.084.253)**
Compras de energía	(489.984)	(714.844)	(655.312)	(3.451.265)	(4.310.694)	(3.621.322)
Gastos de transporte	(17.806)	(16.990)	(30.477)	(658.797)	(720.945)	(609.880)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(22.548)	(41.859)	(43.434)	(827.584)	(788.745)	(853.051)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**270.890**	**573.195**	**460.727**	**1.797.340**	**2.333.335**	**1.838.164**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	30.921	43.311	49.297	76.469	89.154	82.661
Gastos por beneficios a los empleados	(123.792)	(162.137)	(219.849)	(207.724)	(401.264)	(369.620)
Otros gastos, por naturaleza	(128.108)	(147.303)	(110.973)	(579.070)	(638.654)	(545.006)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**49.911**	**307.066**	**179.202**	**1.087.015**	**1.382.571**	**1.006.199**
Gasto por depreciación y amortización	(73.850)	(53.534)	(52.229)	(366.439)	(451.835)	(343.158)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	-	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(44.338)	(42.501)	(48.983)	(167.035)	(225.053)	(54.784)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(68.277)**	**211.031**	**77.990**	**553.541**	**705.683**	**608.257**
RESULTADO FINANCIERO	**22.606**	**54.470**	**127.247**	**(168.300)**	**(234.772)**	**(263.904)**
Ingresos financieros	**10.657**	**22.964**	**33.729**	**200.021**	**252.649**	**173.459**
Efectivo y otros medios equivalentes	4.422	1.908	5.917	5.954	19.928	15.225
Otros ingresos financieros	6.235	21.056	27.812	194.067	232.721	158.234
Costos financieros	**(148.619)**	**(168.782)**	**(174.402)**	**(366.558)**	**(484.231)**	**(421.956)**
Préstamos bancarios	(379)	(3.957)	(133)	(44.964)	(78.675)	(86.228)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(1)	-	-	(54.629)	(110.355)	(72.172)
Otros	(148.239)	(164.825)	(174.269)	(266.965)	(295.201)	(263.556)
Resultados por Unidades de Reajuste	161.586	206.845	260.137	-	-	-
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(1.018)**	**(6.557)**	**7.783**	**(1.763)**	**(3.190)**	**(15.407)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	28	20	(160)	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	**7**	**39**	**-**	**870**	**2.143**	**386**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	7	39	-	870	2.143	386
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(45.636)**	**265.560**	**205.077**	**386.111**	**473.054**	**344.739**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(22.866)	(76.548)	(101.101)	(118.872)	414.913	251.360
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(68.502)**	**189.012**	**103.976**	**267.239**	**887.967**	**596.099**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(68.502)**	**189.012**	**103.976**	**267.239**	**887.967**	**596.099**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**(68.502)**	**189.012**	**103.976**	**267.239**	**887.967**	**596.099**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Línea de Negocio	Distribución					
País		**Argentina**			**Brasil**	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**2020**	**2019**	**2018**	**2020**	**2019**	**2018**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	159.556	116.487	47.301	797.144	877.694	154.589
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(115.347)	(184.578)	(82.268)	(740.848)	(818.838)	(533.164)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(54.133)	75.332	(118)	56.395	84.704	551.548

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución											
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
1.546.964	**1.665.317**	**1.713.801**	**886.663**	**950.349**	**912.950**	**(27)**	**(24)**	**(3)**	**9.969.814**	**12.116.249**	**10.739.115**
1.529.090	1.646.864	1.702.390	882.564	945.595	907.247	-	-	-	9.039.284	10.905.824	9.748.895
760.540	850.524	902.771	844.342	903.828	856.278	-	-	-	7.511.207	9.217.909	8.286.321
2.011	2.257	1.137	817	1.022	626	-	-	-	5.221	9.805	4.158
766.539	794.083	798.482	37.405	40.745	50.343	-	-	-	1.522.856	1.678.110	1.458.416
17.874	18.453	11.411	4.099	4.754	5.703	(27)	(24)	(3)	930.530	1.210.425	990.220
(886.155)	**(962.174)**	**(1.032.452)**	**(599.116)**	**(619.181)**	**(610.701)**	**-**	**-**	**-**	**(6.953.255)**	**(8.175.432)**	**(7.456.629)**
(646.721)	(717.608)	(784.872)	(561.076)	(580.690)	(576.420)	-	-	-	(5.149.046)	(6.323.836)	(5.637.926)
(162.393)	(165.554)	(171.492)	-	-	-	-	-	-	(838.996)	(903.489)	(811.849)
(77.041)	(79.012)	(76.088)	(38.040)	(38.491)	(34.281)	-	-	-	(965.213)	(948.107)	(1.006.854)
660.809	**703.143**	**681.349**	**287.547**	**331.168**	**302.249**	**(27)**	**(24)**	**(3)**	**3.016.559**	**3.940.817**	**3.282.486**
26.439	29.171	26.940	9.317	9.843	9.632	-	-	-	143.146	171.479	168.530
(76.778)	(71.028)	(69.130)	(33.923)	(36.596)	(35.663)	-	-	-	(442.217)	(671.025)	(694.262)
(103.675)	(104.774)	(116.190)	(49.043)	(46.943)	(44.081)	27	24	3	(859.869)	(937.650)	(816.247)
506.795	**556.512**	**522.969**	**213.898**	**257.472**	**232.137**	**-**	**-**	**-**	**1.857.619**	**2.503.621**	**1.940.507**
(115.540)	(121.669)	(120.115)	(58.395)	(56.630)	(51.969)	-	-	-	(614.224)	(683.668)	(567.471)
-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	-	-	-	3.433	(5.234)
(16.127)	(7.272)	(8.618)	(14.040)	(4.408)	(4.319)	-	-	-	(241.540)	(279.234)	(116.704)
375.128	**431.004**	**389.002**	**141.463**	**196.434**	**175.849**	**-**	**-**	**-**	**1.001.855**	**1.544.152**	**1.251.098**
(49.171)	**(58.397)**	**(57.795)**	**(25.042)**	**(22.938)**	**(22.151)**	**-**	**-**	**-**	**(219.907)**	**(261.637)**	**(216.603)**
8.571	**5.668**	**11.463**	**3.771**	**4.439**	**4.470**	**-**	**-**	**-**	**223.020**	**285.720**	**223.121**
3.894	3.859	5.498	417	677	661	-	-	-	14.687	26.372	27.301
4.677	1.809	5.965	3.354	3.762	3.809	-	-	-	208.333	259.348	195.820
(56.225)	**(64.047)**	**(67.561)**	**(26.894)**	**(28.342)**	**(26.543)**	**-**	**-**	**-**	**(598.296)**	**(745.402)**	**(690.462)**
(8.732)	(8.375)	(13.022)	(2.601)	(1.204)	(1.722)	-	-	-	(56.676)	(92.211)	(101.105)
(35.496)	(40.051)	(37.995)	(23.379)	(25.090)	(24.973)	-	-	-	(113.505)	(175.496)	(135.140)
(11.997)	(15.621)	(16.544)	(914)	(2.048)	152	-	-	-	(428.115)	(477.695)	(454.217)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.586	206.845	260.137
(1.517)	**(18)**	**(1.697)**	**(1.919)**	**965**	**(78)**	**-**	**-**	**-**	**(6.217)**	**(8.800)**	**(9.399)**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	20	(160)
21	**73**	**166**	**5**	**10.654**	**(6)**	**-**	**-**	**-**	**903**	**12.909**	**546**
-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-
21	67	166	5	10.654	(6)	-	-	-	903	12.903	546
325.978	**372.680**	**331.373**	**116.426**	**184.150**	**153.692**	**-**	**-**	**-**	**782.879**	**1.295.444**	**1.034.881**
(97.881)	(122.066)	(125.242)	(38.488)	(55.649)	(49.024)	-	-	-	(278.107)	160.650	(24.007)
228.097	**250.614**	**206.131**	**77.938**	**128.501**	**104.668**	**-**	**-**	**-**	**504.772**	**1.456.094**	**1.010.874**
228.097	**250.614**	**206.131**	**77.938**	**128.501**	**104.668**	**-**	**-**	**-**	**504.772**	**1.456.094**	**1.010.874**
228.097	**250.614**	**206.131**	**77.938**	**128.501**	**104.668**	**-**	**-**	**-**	**504.772**	**1.456.094**	**1.010.874**

Distribución											
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
391.312	357.362	404.403	100.855	251.699	165.498	-	-	-	1.448.867	1.603.242	771.791
(381.939)	(303.833)	(296.082)	(126.493)	(163.888)	(111.035)	-	-	-	(1.364.627)	(1.471.137)	(1.022.549)
22.061	(158.135)	(79.475)	16.185	(66.594)	(104.032)	-	-	-	40.508	(64.693)	367.923

Nota 35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

35.1 Garantías directas

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	Deudor			Activos Comprometidos		
Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo	Moneda	Valor Contable
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US$	39.285
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US$	3.966
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US$	10.969
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US$	19.911
Fundação Cesp	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US$	21.775
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US$	23.408
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US$	32.315
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US$	9.569

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS$ 104.577 y MUS$ 114.699, respectivamente (ver Nota 17.c.ii).

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$ 71.322.737 (MUS$ 96.201.541 al 31 de diciembre de 2019).

35.2 Garantías Indirectas

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor Nombre
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.
Aval	DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Rio S.A.
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Rio S.A.
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Rio S.A.
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	NP 3ª Emissão	Noviembre 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG II	Noviembre 2020	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Marzo 2021	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goiás S.A.
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo
Aval	BNP PARIBAS 4131	Junio 2020	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Aval	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza
Fianza	FINEP - 1° Protocolo	Febrero 2020	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo
Fianza	FINEP - 2° Protocolo	Abril 2024	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo

(*) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

	Saldo pendiente		Liberación de garantías					
Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2019	Activos	2020	Activos	2021	Activos
US$	46.802	47.844	-	-	-	-	-	-
US$	3.845	13.205	-	-	-	-	-	-
US$	74.198	98.388	-	-	-	-	-	-
US$	43.802	77.054	-	-	-	-	-	-
US$	816.798	934.752	-	-	-	-	-	-
US$	16.933	56.835	-	-	-	-	-	-
US$	24.065	33.187	-	-	-	-	-	-
US$	7.129	5.180	-	-	-	-	-	-

			Saldo pendiente	
Relación	Tipo de Garantía	Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US$	70.897	67.285
Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US$	335.240	341.010
Enel Brasil	Aval	US$	-	149.148
Enel Brasil	Aval	US$	79.612	102.642
Enel Brasil	Aval	US$	96.461	96.891
Enel Brasil	Aval	US$	77.194	77.203
Enel Brasil	Aval	US$	39.230	-
Enel Brasil	Aval	US$	-	145.929
Enel Brasil	Aval	US$	18.170	25.054
Enel Brasil	Aval	US$	48.870	48.870
Enel Brasil	Aval	US$	-	217.443
Enel Brasil	Aval	US$	-	48.056
Enel Brasil	Aval	US$	33.108	-
Enel Brasil	Aval	US$	136.305	177.479
Enel Brasil	Aval	US$	270.297	352.037
Enel Brasil	Aval	US$	-	50.597
Enel Brasil	Aval	US$	-	60.908
n.a	Fianza	US$	-	253
n.a	Fianza	US$	-	15.756
	Total		**1.205.384**	**1.976.561**

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La Compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis (actual Enel Américas) presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del Fondo de Utilidades Tributables, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la Compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la Compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La Compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la Compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. En diciembre 2019, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 03 de enero 2020, la Corte accedió a la solicitud de la Compañía. Con fecha 30 de marzo, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 07 de abril, la Corte accedió a la solicitud de la Compañía Con fecha 15 de junio, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 22 de junio, la Corte accedió a la solicitud de la Compañía. Con fecha 04 de septiembre, se solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 09 de septiembre 2020, la Corte accedió a la solicitud de la Compañía. Con fecha 27 de noviembre 2020, la Compañía solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 02 de diciembre 2020, la Corte se accedió a la solicitud de la Compañía. Cuantía M$ 7.744.293 (aprox. MUS$ 10.900).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Colombia:

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José Rodrigo Alvarez y cerca de otras 1.400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de MUS$ 9.021 equivalente a MCOP 30.870.677. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que el Despacho decida si tiene por desistida esta prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.

2. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba

de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la Compañía. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que sobre estos ingresos no hay beneficio al considerar que no provienen del desarrollo del objeto social de la Compañía. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la empresa. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. Con fecha 15 octubre 2020, el Consejo de Estado profirió sentencia de segunda y última instancia desfavorable para los intereses de Emgesa, la cual concluyó que la exención de la Ley Páez únicamente beneficiaba a los ingresos operacionales. La sentencia ordenó pagar a EMGESA por conceptos de mayor impuesto determinado, sanción, indexación de la sanción y los intereses de mora la suma de COP $63.766 millones, (MUS$ 18.634). Esta suma fue pagada el 26 de noviembre de 2020.

3. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía. Los alegatos finales se presentaron por parte de Emgesa el 15 de junio de 2018, quedando en Despacho el expediente para sentencia desde el 18 de junio de 2018. Se espera que antes de finalizar el primer trimestre de 2021 se dicte sentencia de primera instancia. El 12 de enero de 2021 se conoció la noticia de la emisión de la sentencia de primera instancia por parte del Tribunal del Huila (notificada formalmente a la empresa el 1 de febrero de 2021) que, si bien reconoció que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa mitigaba los riesgos asociados a la protección de la fauna en la cuenca de Betania, impuso una serie de obligaciones a las autoridades ambientales involucradas, así como a la propia Emgesa. En particular, este último está llamado a implementar un proyecto de descontaminación orientado a asegurar que el agua de la cuenca no genere riesgos para la flora y fauna del río y que estará sujeta a verificación por parte de ANLA, así como asegurar, de manera permanente, el funcionamiento del sistema de oxigenación ya implementado, adecuándolo a los parámetros requeridos por ANLA. La empresa recurrirá la decisión una vez que el Tribunal haya definido algunas solicitudes de aclaración e integración de la sentencia". La sentencia de primera instancia solamente se condenó a realizar un proyecto de descontaminación mas no hubo reconocimiento económico para el demandante. El proyecto mencionado, en caso de ser confirmada la sentencia, lo asumirá la línea de negocio y no habrá pagos.

4. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la

resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es COP 337.000 millones (MUS$ 98.480). Aún no se ha dictado sentencia razón por la que no existe certeza en la pretensión de los demandantes.

5. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Codensa y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP), expediente 2009-0069 del Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC, y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Codensa SA ESP contra la UAESP, expediente 2018-00718, que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Codensa y la UAESP re-liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los períodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (MUS$4.218). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS$ 33.046). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que estaba en etapa inicial de contestación de la demanda por la UAESP. Frente a este proceso, el pasado 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3.- Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (MUS$ 7.130) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente, la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de COP 88.698 millones (MUS$ 25.920).

6. El 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa y Codensa, conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión – AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel actúa en contra de sus propios actos, al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a "todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales". La conducta de Enel viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades, obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas ($100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para Codensa SA ESP la suma de COP 63.619.000.000 (MUS$ 18.591), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para Emgesa SA ESP la suma de COP 82.820.000.000 (MUS$ 24.202), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal, el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas e incluir nuevos temas. El 8 de octubre de 2018, GEB radica la nueva demanda ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá por presunto incumplimiento del AMI en relación con la falta de distribución de dividendos en 2016, 2017 y 2018 en las empresas Emgesa y Codensa, el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas y solicitando además indemnización de perjuicios. La nueva reclamación económica asciende a unos MCOP 1.876.417.133 (MUS$ 548.339) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase de alegatos de conclusión, por tanto, se convocó a audiencia para recibir alegaciones finales de 10 de febrero de 2021.

7. Se encuentran en curso 37 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (20), donde se busca la nulidad de las Actas de la Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc. Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son

nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada, sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros, ante la negativa de acuerdo para su designación, y la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló por EMGESA decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGESA, lo cual provocó que GEB reformara su demanda. Respecto a CODENSA, el 25 de octubre de 2019, se profirió similar decisión ordenándose su acumulación de 17 arbitramentos en un solo trámite. En el arbitramento de Emgesa se contestó la reforma de la demanda, no obstante, las partes de común acuerdo decidieron suspender el proceso hasta el 28 de diciembre de 2020. En los de CODENSA se contestó la demanda acumulada e igualmente las partes de mutuo acuerdo solicitaron una suspensión del proceso hasta el 28 de diciembre de 2020. Hubo prórroga de suspensión nuevamente.

Perú:

8. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal ("TF") resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MPEN 37.710 (MUS$ 10.423), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado. En enero de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia, mediante la cual el Juzgado declaró infundadas todas las pretensiones planteadas. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación.

En julio de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución mediante la cual se concede el recurso de apelación. En septiembre de 2020, se llevó la vista de la causa ante la Corte y se presentaron alegatos. En Octubre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia emitida por la Corte, confirmando en parte la sentencia de primera instancia, en el extremo que declara infundada la pretensión principal (nulidad parcial de la Resolución del TF, por cuanto niega la inclusión del concepto "intereses durante la construcción" en cálculo del "valor similar nuevo"), segunda pretensión principal (se ordene a SUNAT que considere dichos intereses en la estructura de cálculo) y sus respectivas pretensiones accesorias. Asimismo, la Corte ha anulado la sentencia y ha dispuesto la remisión del expediente al Juzgado para que se pronuncie en lo que respecta a la pretensión subordinada (devolución de intereses moratorios por demora excesiva). Esta posición colocó a Enel Generación Perú S.A.A. en una situación inusual ya que,

por un lado, debía impugnar la sentencia ante la Corte Suprema vía casación y, en el otro, el Juzgado tendría que pronunciarse sobre la pretensión subordinada.

En noviembre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de casación contra la indicada sentencia de la Corte. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución de la Corte, mediante la cual ésta tiene por presentado el recurso de casación, pero se reserva la elevación del mismo a la Corte Suprema hasta que el Juzgado se pronuncie sobre la pretensión subordinada. Mientras no se resuelva la pretensión subordinada no existe ningún efecto práctico.

Respecto del período 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al período 1999, fue replicado para los períodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS$ 5.193).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia. En marzo de 2019 la Sala devolvió el expediente judicial al Juzgado. En mayo 2020 tomamos conocimiento que el Juzgado había emitido la sentencia que declara fundada en parte la demanda de Enel Generación Perú S.A.A. pero sólo en el extremo referido a la pretensión vinculada con el cobro de intereses moratorios por la omisión de los pagos a cuenta de los períodos de marzo a diciembre de 2001. Las demás pretensiones fueron declaradas infundadas. En agosto de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. apeló la sentencia del Juzgado. En diciembre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución que otorga la apelación con efecto suspensivo y se elevó el expediente a la Corte.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el período de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el período de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a MMPEN 220, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a MMPEN 22, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea MMPEN 190 y no MMPEN 220. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito. En octubre, se realizó el informe oral y se presentaron alegatos para mejor resolver.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: El expediente fue remitido al Juzgado por lo que Enel Generación Perú S.A.A. está a la espera que se programe fecha para el informe oral.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que la Corte programe fecha para la vista de la causa.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 75.821 (MUS$ 20.958).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la Compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un

Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MPEN 14.517 (MUS$ 4.013). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú S.A.A. interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En noviembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Sentencia de Casación N°4739-2017-LIMA, mediante la cual la Corte Suprema declaró fundado el recurso de casación presentado por la SUNAT, y, en consecuencia, nula la sentencia de segunda instancia, y ordenó que se emita un nuevo pronunciamiento. En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia de la Sala, la misma que declaró fundada la pretensión subordinada y, en consecuencia, ordena la devolución del expediente administrativo hasta SUNAT, a efectos de que esta entidad determine, en función a los medios probatorios existentes, el porcentaje de pérdidas extraordinarias por hurto de energía eléctrica. En ese mismo mes, el Tribunal Fiscal y SUNAT presentaron recursos de casación contra la sentencia, los mismos que fueron elevados a la Corte Suprema en septiembre de 2020.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. En julio de 2013 Enel Distribución Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos. En diciembre de 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó un escrito ampliatorio.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. En diciembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento favorable, de manera parcial. De esta forma, el TF (i) revocó y dejó sin efecto la observación de la SUNAT vinculada con el Impuesto a las Ganancias del año 2008; (ii) revocó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los períodos de marzo a diciembre de 2008; (iii) confirmó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los períodos enero y febrero de 2008.

En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF interpuesta por SUNAT. En septiembre 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. contestó la demanda.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor MPEN 5.274 (MUS$ 1.458), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento desfavorable para la empresa. En octubre 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una demanda contra la Resolución del TF ante el PJ, la misma que fue admitida por el Juzgado el mismo mes. En diciembre 2019, el Juzgado tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF, declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos y admitió los medios probatorios. En el mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y solicitó uso de la palabra. En julio 2020, se programó el informe oral para el 21 de abril del 2021.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor MPEN 5.084 (MUS$ 1.405) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación. En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar. En junio de 2020 Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF. En septiembre 2020, se tuvo por contestada la demanda por parte del TF y SUNAT.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de MPEN 3.126 (MUS$ 864) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación. En febrero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar.

En junio de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF y fue notificada con la Resolución que admite a trámite la Demanda Contencioso Administrativa, y se corre traslado a la SUNAT y al Tribunal Fiscal por el plazo de 10 días hábiles. En julio de 2020, se tuvo por contestada la demanda. En agosto de 2020, se declaró saneado el proceso, se fijaron los puntos controvertidos y se admitieron los medios probatorios. En octubre de 2020, el Juzgado programó fecha para el informe oral para el día 18 de junio de 2021.

Para el año 2014: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. Cabe precisar que Enel Distribución Perú S.A.A. pagó el impuesto a la renta vinculado con el indicado gasto, con la presentación de la declaración jurada anual original, el mismo que ascendió a MPEN 3.582 (MUS 990). En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó recurso de reclamación contra la liquidación de impuestos. En marzo de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó escrito de pruebas, adjuntando documentación sustentatoria adicional. En diciembre de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT que mantiene, entre otros, el reparo por el exceso de la pérdida estándar de energía comercial.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: Enel Distribución Perú S.A.A está a la espera de que la Corte Suprema del PJ analice la procedencia de los recursos de casación presentados.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que el TF emita la correspondiente resolución.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

Para el año 2009: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral.

Para el año 2010: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

Para el año 2011: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral.

Para el año 2014: Enel Distribución Perú S.A.A. presentará recurso de apelación contra la resolución de la SUNAT.

La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 83.360 (MUS$ 23.041).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su Compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos, sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de MPEN 87.055 (MUS$ 24.063) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En septiembre 2019, Enel Perú fue notificada

con la sentencia que declaró infundada la demanda, salvo en un petitorio. En ese mismo mes, Enel Perú presentó una apelación contra la mencionada sentencia. En agosto 2020, Enel Perú fue notificada con la sentencia de Sala que declara la nulidad de la sentencia del Juzgado y le ordena emitir un pronunciamiento.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS$ 24.063) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra nuevamente en el Juzgado para que éste emita nueva sentencia.

11. El 5 de julio de 2016, Electroperú S.A. ("Electroperú") presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A.A. ("Enel Generación Perú") por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado en el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US$ 41,2 millones (PEN 136,66 millones). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú contra Electroperú por aproximadamente US$ 18,5 millones. Electroperú presentó su demanda el 4 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvención el 4 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017, el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017, Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvención de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presentó su contestación a la reconvención de Enel Generación Perú. El 2 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvió el traslado de la contestación a la reconvención efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales. El 20 de agosto de 2019, se recibió el laudo arbitral final en virtud del cual el tribunal en mayoría declaró: (i) fundada la primera pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de US$ 41.289.000,00 más intereses legales; (ii) fundada la segunda pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de PEN 49.228,76 más intereses legales; (iii) infundada la reconvención de Enel Generación Perú; y (iv) que Enel Generación Perú debe asumir íntegramente las costas del proceso, debiendo reembolsar a Electroperú la suma aproximada de US$ 589.000,00. El 11 de septiembre de 2019, Enel Generación Perú presentó al tribunal arbitral un recurso solicitando (i) la exclusión del laudo de las pretensiones de Electroperú no contenidas en su demanda arbitral y (ii) la interpretación del laudo para subsanar vicios de motivación y valoración de las pruebas. Con fecha 9 de octubre de 2019, el tribunal arbitral emitió su decisión sobre el mencionado recurso rechazándolo íntegramente. Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Generación Perú interpuso un recurso de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial. Con fecha 22 de septiembre de 2020, Enel Generación Perú fue notificada con la resolución judicial mediante la cual se ha admitido a trámite el referido recurso de anulación. Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente que el Poder Judicial se pronuncie con respecto al pedido de Enel Generación Perú de suspensión de los efectos del laudo. Asimismo, se encuentra pendiente que Electroperú conteste la demanda de anulación del laudo. Por otro lado, con fecha 1 de septiembre de 2020 Enel Generación Perú fue notificada con una resolución judicial que (i) admite a trámite una demanda de ejecución del referido laudo arbitral interpuesta por Electroperú y (ii) ordena a Enel Generación Perú cumplir con la obligación de pago contenida en el laudo. Con fecha 7 de septiembre de 2020, Enel Generación Perú presentó un escrito de oposición al referido mandato de ejecución del laudo arbitral. Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente que el Poder Judicial disponga notificar a Electroperú el escrito de oposición presentado por Enel Generación Perú el 7 de septiembre de 2020.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

12. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad

del PPA fue confirmada en primera y segunda instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso especial al Superior Tribunal de Justicia que fue sumariamente rechazado (el 08 de diciembre de 2020). Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

13. En el año 2001, el Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la Compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al *Supremo Tribunal Federal* - STF en razón de irregularidades procesales (*cláusula de reserva plenaria* - Constitución Federal), que fue acogida cautelarmente por el tribunal. STF ordenó la suspensión de la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (*Enel Distribuição Ceará*). La decisión cautelar es válida hasta la resolución final de la Reclamación. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

14. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.

-Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.

- Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 5 de noviembre de 2018, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS$ 60.110 (MMBRL 312,2).

- Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 36.058 (MMBRL 187,3).

- Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 31.321 (MMBRL 162,7).

15. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 22.363 (116,2 MMBRL).

16. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al período de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MMBRL 246 (MUS$ 47.360).

17. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los períodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y judicial y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 207 (MUS$ 39.852).

Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribução)

18. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).

- Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 121,03 (MBRL 628,7).

- Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 64,70 (MBRL 336,1).

- Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 62,12 (MBRL 322,7).

- Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 20,41 (MBRL 106).

- Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 21,62 (MBRL 112,2).

- Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 27,15 (MBRL 141).

19. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (writ of mandamus) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación a las demandas garantizadas por las leyes N.° 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS – IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.° 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

20. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.° 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.° 20.468 ha revocado integralmente la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la Compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal de Brasil.

    Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

21. Sindicato que representa 513 empleados de Enel Goiás presentó una demanda por el reconocimiento de la ejecución de actividades (diversas de las contratadas) por los electricistas. En la demanda, Sindicato afirmó que ellos estaban ejecutando actividades de técnicos electricistas. El juez juzgó la demanda desfavorablemente a CELG, decisión contra la cual CELG ha presentado apelación. Tribunal Regional del Trabajo dicto decisión, rechazando la apelación de CELG. Entonces, CELG ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que también ha rechazado su recurso. Actualmente, la demanda quedó en fase de ejecución, habiendo una gran divergencia en los cálculos discutidos. Enel ha pagado MUS$ 7.246 (MMBRL37,6). El 31 de diciembre de 2020 el monto (estimable) involucrado en la demanda era de MUS$ 65.079 (MMBRL 329,6). No existe certeza aún en la obligación de pago por la divergencia en los cálculos discutidos.

22. El Ministerio Público del Trabajo ("MPT") ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la Compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del Tribunal Superior del Trabajo ("TST")). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo ("TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuvo la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal ("STF") hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

23. Demanda presentada por el Sindicato que representa a 1.715 empleados y cuestiona la naturaleza jurídica de la "ayuda alimentaria". La discusión legal es sobre la inclusión de este beneficio en la remuneración de los empleados que la recibieran antes de la adhesión de la Compañía al PAT (Programa de Alimentos para Trabajadores), en 2008. Se dictó una sentencia condenándose a la Compañía al pago de la diferencia (integración de la ayuda alimentaria a remuneración de los empleados anteriores al 7 de mayo de 2008). La apelación de Enel fue rechazada por Tribunal Regional del Trabajo de la 18ª Región (Goiás). Enel ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que fue preliminarmente rechazado. Enel ha presentado embargos de aclaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020, el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MUS$ 41.769 (MBRL 216,9).

24. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, aguardase decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. Decisión firme y definitiva en acción anulatoria para la anulación de dos actas cobrados en ejecución fiscal. La hacienda pública anuló una gran parte del, que pasó de BRL$ 398.447 para

BRL$ 12.799. La primera instancia judicial dictó un fallo favorable a la Compañía sobre el valor remanente y se aguarda juzgamiento por la segunda instancia judicial. Las demás actas permanecen suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MMBRL 237 (MUS$ 45.628).

25. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará en 2019 los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los períodos comprendidos entre dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$ 1.326.297 (BRL 6.889.081.808) y MUS$ 252.197 (BRL 1.309.965.386), respectivamente, valores a diciembre 2020. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el "Programa de Integração Social" (PIS) y la "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS) son contribuciones federales que pagan las Compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las Compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte".

Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)

26. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y de 1995 a 1999.

- Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1995-1999). El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de indemnización. El 19 de junio de 2020, se dictó la decisión que ha rechazado el "agravo" en recurso especial presentado por CIBRAN en contra él ha presentado nuevo recurso. Todos los recursos de CIBRAN fueron rechazados y la decisión favorable a Enel ha quedado firme. La demanda será excluida del informe.

- Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1987-1994). El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 06 de noviembre de 2019, el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN opuso embargos de aclaración, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 106.460 (MMBRL 553).

27. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 31 de diciermbre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 45.062 (MMBRL 234).

28. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. La demanda fue juzgada en contra de Enel en todas las instancias precedentes y quedó firme. Actualmente, una acción rescisoria presentada por Enel está pendiente de juzgamiento en el Tribunal Superior del Trabajo. En paralelo, 796 exempleados empezaron con 432 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 22.711 (MMBRL 118).

29. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al período de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presento nuevo recurso al propio STF. El recurso fue juzgado de manera desfavorable a la Compañía. Además, en entendimiento de los ministros del Tribunal, el recurso de apelación presentado tenía por objeto provocar un retraso en el fin del litigio y, por ello, aplicaron una sanción del 5% sobre el valor de la ejecución fiscal. La Compañía presentó recurso para anular la multa aplicada y aguarda fallo. La cuantía de la deuda asciende a MMBRL 171,1 (MUS$ 32.941) y de la multa asciende a MMBRL 8,6 (MUS$ 1.656).

30. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remetidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Rio ha seguido insistiendo en su defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 1.314 (MUS$ 252.973).

31. El Estado de Rio de Janeiro (el "Estado") levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 131 (MUS$ 25.221).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

32. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL en procedimiento administrativo N° 48500-006159/2012-75, que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la Compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 210.531 (MMBRL 1.093,5).

33. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto -generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (período de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal que ha sido rechazada el 13 de agosto de 2020. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 24.971 (MMBRL 129,7).

34. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución

en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal (TRF) ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

35. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la Compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MMBRL 5 (MUS$ 963), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo presentará un recurso en contra de la sentencia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

36. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La demanda fue presentada por la Compañía en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado MMBRL 811 (MUS$156.269); MMBRL 162 (MUS$ 31.253) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 649 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 162 (MUS$ 31.253).

37. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el período de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 243 (MUS$ 46.912).

38. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MMBRL 226 (MUS$ 43.591).

39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la Compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 173 (MUS$ 33.366).

40. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MMBRL 159 (MUS$ 30.682).

41. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 153 (MUS$ 29.570).

42. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la Compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la Compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de MMBRL 659 (MUS$ 126.980).

43. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el período de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones. En julio de 2019, decisión parcialmente favorable a la Compañía, confirmando la decisión de primera instancia. Considerando el reconocimiento de la necesidad de presentación de pruebas por el Tribunal de São Paulo, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio (que por su naturaleza no permite la fase procesal de pruebas) y proponer una nueva acción judicial. La cuantía del litigio: MMBRL 145 (MUS$ 27.918).

44. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. En 2019 la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo emitió nueva acta La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Fue presentada defensa a la primera instancia administrativa que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 137 (MU$ 26.563).

45. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 145 (MUS$ 27.956).

46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como avaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo y los débitos están suspendidos. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Cuantía del litigio: MMBRL 71 (MUS$ 13.732).

47. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La Compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 188 (MUS$ 36.371).

48. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el período de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. En 2020, la Compañía recibió dos Actas más de Infracción glosando créditos de las dichas contribuciones, aprovechados de agosto de 2016 a diciembre de 2018, por la no exclusión de los créditos referentes a los valores de pérdidas no técnicas de energía. La Compañía presentó sus descargos en los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 236 (MU$ 45.521).

Enel Cien S.A.

49. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos Compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.

Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). El 31 de diciembre de 2020, el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 98.595 (MMBRL 512,1).

Enel Generación Fortaleza (ex Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

50. Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás) ha notificado a Enel Generación Fortaleza S.A. su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico hecho por el gobierno brasileño), basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel Generación Fortaleza S.A. aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza y demás generadoras vinculadas en este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esto asunto, el suministro del gas ha sido suspendido en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia (última decisión vigente desde el 10 de diciembre de 2018). Además, está pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para la controversia, Justicia o Arbitraje. El litigio aún está en su inicio y la producción de pruebas no ha empezado. El 28 de agosto de 2020, las partes han firmado un acuerdo para cerrar las demandas existentes. El arbitraje fue cerrado formalmente el 05 de septiembre de 2020 y las demandas en la justicia en noviembre de 2020.

51. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los períodos de diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde

se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y la decisión fue desfavorable. En la acción judicial de cobro, Enel Generación Fortaleza presentó garantía y fue aceptada. La Compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 94 (MUS$ 18.186).

Enel Brasil S.A.

52. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la Compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La Compañía presentó recurso a la segunda instancia, pero fue desfavorable. La Compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La Compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 358 (MUS$ 68.840).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$ 153.328 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

35.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual o agregado de deudas, o de alguna "Material Subsidiary" (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 175.039.
En el contrato de crédito revolvente de Enel Américas bajo la ley del Estado de Nueva York, suscrito en mayo 2020 y que expira en mayo 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora de una deuda individual debe exceder los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 150.196.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", incorporan cláusulas de cross default por no pago.

En el caso de los Yankee Bonds emitidos en 2016 y con vencimiento en octubre 2026, el cross default podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este bono totaliza MUS$ 591.653.

Adicionalmente, en los Yankee Bond emitidos en 1996, con vencimiento en diciembre 2026, el cross default podría desencadenarse solo por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, por lo que eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no desencadenarían el cross default. Para esto, se necesita un monto en mora con un principal, de la deuda que da origen al cross default, que exceda los US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por concepto de este Yankee Bond totaliza MUS$ 863. En ambos casos, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS$ 10.714.

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias Compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de CLP 718.053 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2020, el Patrimonio Total de Enel Américas fue CLP 7.346.717 millones (utilizando el tipo de cambio del dólar observado).

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2020, la Razón de Endeudamiento fue de 1,61.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas. Al 31 de diciembre de 2020, la relación mencionada fue de 1,22.

Por su parte, los "Yankee Bonds" o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Activos susceptibles de constituirse en garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 64.504 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos y Caja sobre Patrimonio.

  Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 17.214 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 193.471 y cuyo vencimiento es en marzo de 2024, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

- Préstamo del Banco Nacional De Desenvolvimento ("BNDES"), cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 3.846 y cuyo vencimiento es en mayo de 2023, incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.

- Préstamos bancarios con Banco Citibank y Itaú, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS$ 174.154 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el de Itaú incluye la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.

- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenido en los préstamos con los bancos Citibank y Itaú, y los bonos locales.

  Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS$ 1.584 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 1.986 y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA Societaria, y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta Total sobre la suma de la Deuda Neta Total y Patrimonio Líquido.

- Quinta emisión, Sexta emisión, Séptima emisión de bonos locales y los préstamos con MUFG Bank y Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS$ 405.046 y cuyo último vencimiento es en junio de 2025, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente al préstamo con Electrobrás.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23ra & 24va emisión de bonos locales y préstamos con MUFG Bank, Scotiabank, y BNP cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS$ 886.881 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA de la 23ra emisión de bonos locales.

Finalmente, en Brasil, la deuda de Enel Green Power Volta Grande incluye el siguiente covenant:

- 1ra emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 144.486 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2029, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el MUFG Bank, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS$ 121.194 y cuyo vencimiento es en abril de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2020, tanto Enel Américas como sus filiales no se encontraban en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

35.5 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 alcanzó el nivel de pandemia, la cual podía afectar significativamente a todos los países en los que operamos, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de estos países.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, los gobiernos de todos los países en los que operamos, han adoptado diversas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen cuarentenas, aislamiento social, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas. Los gobiernos también han tomado medidas para preservar el acceso a servicios esenciales durante esta emergencia de salud, como el agua y la electricidad, especialmente dirigidas a clientes residenciales de menores ingresos, pequeñas y medianas empresas, e instituciones que brindan otros servicios esenciales, como establecimientos de salud.

Estas medidas se refieren básicamente a suspensión temporaria del corte de suministro eléctrico debido a falta de pago y diferimiento del pago de cuentas de electricidad por un número determinado de meses, sin intereses o penalizaciones de cargo de los clientes. En este sentido, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por los gobiernos de los países en los que opera y ha emprendido numerosas acciones para adoptar

los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio.

Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

• El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;

• La digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la Compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores y ayudando a la comunidad con diversas medidas solidarias.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre de 2020, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver notas 2.3, 3.g.3 y 10.c).

35.6 Otras informaciones

(i) Enel Generación Costanera S.A. - Enel Generación El Chocón S.A. - Central Dock Sud S.A.

Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM "FONINVEMEM"

El 7 de enero de 2020 y 10 febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en Operación Comercial de Central Térmica Manuel Belgrano (TMB) y Central Térmica San Martín (TSM), respectivamente, finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados oportunamente entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA. Asimismo, en las fechas indicadas, finalizaron los respectivos Contratos de Fideicomiso y los Contratos para la Operación y Gestión del Mantenimiento (COyM) de ambas Centrales. TMB y TSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentran nuestras subsidiarias de generación como sociedades garantes) deben llevar a cabo los actos societarios necesarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas Compañías. La participación que le corresponde al Estado Nacional es una cuestión controvertida, dado que el Estado reclama un mayor porcentaje de participación accionaria sobre ambas Termoeléctricas. A fin de asegurar la operación y mantenimiento de las Centrales, se logró prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los días 7 y 9 de enero de 2020, respectivamente, las prórrogas correspondientes.

Los días 4 y 8 de mayo de 2020 se llevaron a cabo las asambleas extraordinarias de TMB y de TSM, respectivamente, en las que se resolvió aumentar el capital social a los fines de que el Estado Nacional pueda suscribir el aumento y, de esta forma, pase a ser titular del 65,006% y del 68,826 % de las acciones de TMB y de TSM, respectivamente, dando así cumplimiento en tiempo y forma con la condición suspensiva establecida en los artículos 1.01 y 7.03 de los Contratos de Fideicomiso. Sin perjuicio de lo anterior, nuestras subsidiarias de generación y el resto de los accionistas que participaron de las asambleas, ratificaron la solicitud -de fecha 22 de abril de 2020- dirigida al Ministerio de Desarrollo Productivo por nuestras subsidiarias junto a otros accionistas de TMB y de TSM, para la implementación del esquema de concentración accionaria previsto en el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011", y formularon reserva de las acciones de daños y perjuicios en el caso de no ser acogida dicha solicitud.

Durante el mes de noviembre de 2020, BICE en su calidad de fiduciario dio por cumplida la condición suspensiva referida en el párrafo anterior, por haber sido realizados válidamente los actos societarios para que se produzca el ingreso del Estado

Nacional al capital de TMB y TSM. A la fecha de los presentes estados financieros el Estado Nacional aún no suscribió las acciones resultantes del aumento de capital, sin embargo, las obligaciones contractuales son irrevocables. Luego de que ello ocurra, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TSM.

Como consecuencia de lo anterior, las participaciones del Grupo se reducen desde un 25,6% a un 8,59% en el caso de Central Térmica Manuel Belgrano y de un 25,6% a un 7,7% en Central Térmica San Martín

Central Vuelta Obligado (VOSA)

Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado, por hasta 816 MW (potencia neta). El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de diciembre de 2020 las Sociedades han cobrado 22 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS$ 311.875 (MUS$ 350.519 en 2019). El desglose por Compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS$ 208.941 (MUS$ 233.733 en 2019), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS$ 82.438 (MUS$ 93.557 en 2019) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS$ 20.496 (MUS$ 23.229 en 2019) (Ver Nota 10).

(ii) Edesur:

Acuerdo regulatorio año 2019

Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 / enero de 2017. Por un lado, Edesur se obliga a: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentino (BNA); (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, hasta en 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registre el costo propio de distribución; (iii) en el marco de lo previsto en la cláusula 5.4 de la mencionada Acta Acuerdo, destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión de la Tarifa Integral (RTI), destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones con relación a la deuda por mutuos con CAMMESA. Por su parte, el Estado Nacional compensó a favor de la Sociedad, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) N° 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado Nacional condonó las sanciones con destino a la Administración Pública (ver Nota 24).

Los efectos de este acuerdo originaron una reducción de pasivos que fue registrada en los ingresos operacionales en el año 2019 por MU$ 203.433 (aproximadamente ARS 12.183 millones). Producto de la aplicación NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias", los valores antes indicados al cierre de diciembre de 2019 fueron de MU$ 261.185 (aproximadamente ARS 15.641 millones (ver Nota 28).

Acuerdo Marco 2020

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el período comprendido entre octubre de 2017 y diciembre

de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el período mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se han reconocido ARS 1.500 millones (MUS$ 17.842) que se exponen en la línea "Otros ingresos" del estado de resultados del ejercicio 2020 (Nota 28).

Nota 36. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, era la siguiente:

	al 31.12.2020			
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**
Chile	8	39	4	51
Argentina	35	1.850	2.179	4.064
Brasil	51	5.726	3.746	9.523
Perú	35	908	-	943
Colombia	39	2.111	-	2.150
Total	**168**	**10.634**	**5.929**	**16.731**
Promedio	**170**	**10.679**	**6.120**	**16.969**

	al 31.12.2019			
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**
Chile	7	47	4	58
Argentina	33	1.871	2.208	4.112
Brasil	53	5.935	4.120	10.108
Perú	38	888	-	926
Colombia	39	2.065	2	2.106
Total	**170**	**10.806**	**6.334**	**17.310**
Promedio	**171**	**10.247**	**7.269**	**17.687**

Nota 37. Sanciones

Las principales sanciones que han recibido las Compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

- Al 31 de diciembre de 2020, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de octubre de 2020, Edesur S.A. ha sido penalizada en 2 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública –accidentes y anomalías- (Resoluciones ENRE 71/20 y 87/20) por un monto de ARS 1.5 millones equivalente a U$S 16 mil, habiéndose recurrido todas las sanciones.

2. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. o "Ampla")

- Fiscales: La Compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La Compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación a la multa. MBRL 11.611 (MUS$ 2.235).

3. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

- En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL- ha sancionado a Enel Distribución Ceará S.A. en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la Compañía. Enel Distribución Ceará S.A. recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2 (MUS$2.168). Considerándose la necesidad de la regularización de la Compañía en el regulador (ANEEL), Enel Distribución Ceará S.A. ha hecho una garantía judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El 26 de julio de 2019, se dictó decisión que rechazó la demanda presentada por Enel Distribución Ceará S.A.. El 27 de agosto de 2019, Enel Distribución Ceará S.A. presentó apelación, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 4.120 (MMBRL 21,4).

- En 2020, la Agencia de Energía Eléctrica – ANEEL, a través de la Agencia Reguladora de Servicios Públicos Delegados del Estado de Ceará (Arce), ha sancionado a Enel Distribución Ceará S.A. en un monto de MUS$ 5.076 (MMBRL 26,2) por incumplimientos a indicadores de calidad del suministro de energía. Enel Distribución Ceará S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Al 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 5.044 (MMBRL 26,2).

4. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desarrollo Energético – CDE). Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel Distribución Goiás S.A. ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 7.547 (MMBRL 39,2).

- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 61 por incumplimientos en relación la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 11.860 (MMBRL 61,6).

- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MUS$8.471 (MMBRL 44) por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 8.317 (MMBRL 43,2).

5. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestos errores en el registro de la base de activos de la Compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 35.888 (MMBRL 186,4).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia. El 29 de mayo de 2019, el juez dictó sentencia rechazando los pedidos hechos por Eletropaulo. El 5 de junio de 2019, Eletropaulo ha presentado Embargos de Aclaración en contra la sentencia, a la fecha sin juzgamiento. El 27 de diciembre de 2019, se dictó decisión confirmándose la imposibilidad de ANEEL de inscribir Enel Distribución Sao Paulo S.A. en su sistema de registro de morosidad de pagos y ejecutar la penalidad, hasta que la decisión quede firme. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 17.790 (MMBRL 92,4).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo que fue rechazado por Aneel. En abril de 2020, Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda anulatoria en la justicia y se dictó decisión suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 5.680 (MMBRL 29,5).

- El 4 de diciembre de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por la calidad de la atención al cliente. El 14 de diciembre de 2018, Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción que fue aceptado. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 4.775 (MMBRL 24,8).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). El 24 de julio de 2018 Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 13.265 (MMBRL 68,9).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31 de julio de 2018 Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción. El 17 de octubre de 2019, se dictó una decisión rechazando las solicitudes hechas por Enel Distribución Sao Paulo S.A., contra la cual Enel Distribución Sao Paulo S.A. opuso embargos de aclaración. El 16 de diciembre de 2019, los embargos fueron rechazados. La Compañía ha presentado una apelación en contra de la decisión. El 31 de diciembre de 2020, el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 6.777 (MMBRL 35,2).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el valor involucrado en la sanción es de MUS$ 4.775 (MMBRL 24,7).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 14.883 (MMBRL 77,3).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.. El municipio interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado recursos ante los Tribunales Superiores (Superior Tribunal de Justiça y Supremo Tribunal Federal) sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 4.197 (MMBRL 21,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra ha interpuesto recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. La municipalidad ha presentado recursos ante los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justiça y Supremo Tribunal Federal). STJ desestimó el recurso del Municipio. La municipalidad ha presentado nuevo recurso para ser analizado por el panel de jueces, siendo los recursos rechazados por el tribunal. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 4.871 (MMBRL 25,3).

- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal de tránsito (área restricta de circulación). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra ha presentado una apelación al tribunal. Se dictó el fallo rechazando el recurso de Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra del fallo del tribunal ha presentado recursos a las instancias superiores, sin resolución a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 6.507 (MMBRL 33,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra las sanciones quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. Las decisiones de primera y segunda instancia fueron desfavorables a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado recursos a los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justiça y Supremo Tribunal Federal) sin resolución a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 5.891 (MMBRL 30,6).

- Fiscales: La Compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La Compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 48.993 (MUS$ 9.432).

6. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.076.888 (MUS$ 574), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS$ 2.903). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a PEN 6.460.523 (MUS$ 1.786), y los intereses

moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 15.043.925 (MUS$ 4.158). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que PEN 7.928.535 (MUS$ 2.192) se encuentran debidamente pagados.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal de la Central Santa Rosa en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Perú es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MUS$ 2.974 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar PEN 5.832.129 (MUS$ 1.612), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS$ 938). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

7. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes Perú)

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.920.104 (MUS$ 807), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS$ 3.885). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los períodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a PEN 1.771.933 (MUS$ 490), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS$ 2.828). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

8. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2011, la SUNAT cursó al el Banco de Crédito del Perú (propietario legal de la Central Malacas – Reserva Fría, en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 6.868.256 (MUS$ 1.898), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS$ 1.339). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV), Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2016, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal del Proyecto Reemplazo de Potencia de la Central Malacas – Unidad TG6, en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. N° 253-2020-SUNAT-323100, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 4.552.490 (MUS$ 1.258), la misma que fue cancelada con una rebaja del 60%: (i) Multa por PEN 1.820.995 (MUS$ 503); y (ii) Intereses moratorios por PEN 1.165.075 (MUS$ 322), actualizados a la fecha de pago. Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante la SUNAT.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$ 49.856 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

NOTA 38. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, son los siguientes:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios Hidrometereológicos
		Otros
		Ley 99
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la Compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion

Total	

	2020						2019
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	**Monto desembolsos**	**Monto Activado**	**Monto Gasto**	**Monto desembolso a futuro**	**Fecha estimada desembolso Futuro**	**Total desembolsos**	**Monto desembolso período anterior**
En proceso	480	-	480	-		480	522
En proceso	276	-	276	-		276	208
En proceso	-	-	-	4.221	31-12-2022	4.221	4.588
En proceso	74	-	74	-		74	133
En proceso	2.341	2.180	161	5.375	31-12-2027	7.716	7.838
En proceso	83	83	-	309	31-12-2022	392	309
En proceso	222	-	222	-	31-12-2020	222	78
Terminado	103	-	103	-		103	116
Terminado	204	-	204	-		204	342
Terminado	6	-	6	-		6	29
Terminado	111	-	111	-		111	86
Terminado	89	-	89	-		89	90
Terminado	55	-	55	-		55	35
Terminado	22	-	22	-		22	29
Terminado	37	-	37	-		37	76
Terminado	28	-	28	-		28	42
Terminado	42	-	42	-		42	-
Terminado	72	-	72	-		72	-
Terminado	31	-	31	-		31	24
Terminado	115	-	115	-		115	53
Terminado	7	-	7	-		7	19
Terminado	108	-	108	-		108	277
	4.506	**2.263**	**2.243**	**9.905**	**-**	**14.411**	**14.894**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometereológicos
		Otros
		Ley 99
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la Compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del suelo y agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion
Enel Distribución S.A.	Gestion De Residuos	Eliminación de particulas y otros residuos especiales
Total		

	2019					
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	**Monto desembolsos**	**Monto Activado**	**Monto Gasto**	**Monto desembolso a futuro**	**Fecha estimada desembolso Futuro**	**Total desembolsos**
En proceso	522	-	522	-	-	522
En proceso	208	-	208	-	-	208
En proceso	-	-	-	4.588	31-12-2021	4.588
En proceso	133	-	133	-		133
En proceso	1.693	1.399	294	6.145	31-12-2027	7.838
En proceso	204	189	15	105	31-12-2019	309
En proceso	78	-	78	-	31-12-2019	78
En proceso	116	-	116	-	31-12-2019	116
En proceso	342	-	342	-	31-12-2019	342
En proceso	29	-	29	-	31-12-2019	29
En proceso	86	-	86	-	31-12-2019	86
En proceso	90	-	90	-	31-12-2019	90
En proceso	35	-	35	-	31-12-2019	35
En proceso	29	-	29	-	31-12-2019	29
En proceso	76	-	76	-	31-12-2019	76
En proceso	42	-	42	-	31-12-2019	42
En proceso	49	-	49	-	31-12-2019	49
En proceso	24	-	24	-	31-12-2019	24
En proceso	53	-	53	-	31-12-2019	53
En proceso	19	-	19	-	31-12-2019	19
En proceso	277	-	277	-	31-12-2019	277
Terminado	243	-	243	-	31-12-2019	243
	4.348	**1.588**	**2.760**	**10.838**	**-**	**15.186**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la Compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor
Total		

	2018					
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	**Monto desembolsos**	**Monto Activado**	**Monto Gasto**	**Monto desembolso a futuro**	**Fecha estimada desembolso Futuro**	**Total desembolsos**
En proceso	-	-	-	7.495	31-12-2020	7.495
En proceso	130	-	130	-	-	130
En proceso	57	-	57	-	31-12-2018	57
En proceso	63	-	63	-	31-12-2018	63
En proceso	44	-	44	-	31-12-2018	44
En proceso	-	-	-	-	31-12-2018	-
En proceso	426	-	426	-	31-12-2018	426
En proceso	11	-	11	-	31-12-2018	11
En proceso	373	113	260	7	31-12-2018	380
En proceso	493	481	12	1	31-12-2019	494
En proceso	301	-	301	-	31-12-2018	301
En proceso	256	-	256	-	31-12-2018	256
En proceso	314	-	314	-	31-12-2018	314
En proceso	37	-	37	-	31-12-2018	37
En proceso	180	-	180	-	31-12-2018	180
En proceso	220	-	220	-	31-12-2018	220
	2.905	**594**	**2.311**	**7.503**	**-**	**10.408**

Nota 39. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020							
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio
Enel Argentina S.A.	Individual	40.432	65.563	105.995	1.293	-	104.702	105.995
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	96.321	253.484	349.805	96.132	74.375	179.298	349.805
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	91.441	268.572	360.013	30.857	43.537	285.619	360.013
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	274.169	1.442.360	1.716.529	591.523	415.191	709.815	1.716.529
Enel Trading Argentina S.R.L	Individual	12.882	1.263	14.145	10.573	-	3.572	14.145
Dock Sud S.A.	Individual	97.880	172.641	270.521	10.749	28.575	231.197	270.521
Grupo Enel Argentina	Consolidado	312.760	841.974	1.154.734	124.270	115.750	914.714	1.154.734
Enel Brasil S.A.	Individual	567.492	4.484.221	5.051.713	344.060	225.338	4.482.315	5.051.713
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	76.390	133.672	210.062	52.283	19.535	138.244	210.062
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	584.030	130.285	714.315	563.242	20.520	130.553	714.315
EGP Volta Grande	Individual	31.525	274.019	305.544	31.433	138.557	135.554	305.544
Enel Cien S.A.	Individual	31.496	141.069	172.565	17.527	407	154.631	172.565
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	10.089	12.643	10.443	-	2.200	12.643
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.144	11.705	13.849	8.490	482	4.877	13.849
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	575.851	1.322.709	1.898.560	589.631	651.669	657.260	1.898.560
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	705.578	1.588.563	2.294.141	574.409	1.011.309	708.423	2.294.141
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	566.168	2.032.002	2.598.170	925.334	517.983	1.154.853	2.598.170
Enel X Brasil S.A.	Individual	19.617	22.477	42.094	20.560	583	20.951	42.094
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.515.162	5.198.704	6.713.866	1.614.149	3.852.132	1.247.585	6.713.866
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.143.213	11.396.553	15.539.766	4.211.671	6.169.465	5.158.630	15.539.766
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	353.946	2.420.483	2.774.429	570.718	697.179	1.506.532	2.774.429
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	499.983	1.973.507	2.473.490	640.774	840.051	992.665	2.473.490
Enel Perú, S.A.C.	Individual	34.757	1.288.805	1.323.562	180.490	10.990	1.132.082	1.323.562
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	315.244	880.207	1.195.451	191.039	208.495	795.917	1.195.451
Chinango S.A.C.	Individual	8.892	131.158	140.050	7.061	26.392	106.597	140.050
Enel Generación Piura S.A.	Individual	60.425	164.399	224.824	58.135	24.746	141.943	224.824
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	191.178	1.263.496	1.454.674	249.068	471.377	734.229	1.454.674
Grupo Enel Perú	Consolidado	546.260	2.382.886	2.929.146	627.532	734.466	1.567.148	2.929.146

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2019							
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio
Enel Argentina S.A.	Individual	43.219	87.644	130.863	2.152	-	128.711	130.863
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	113.909	270.423	384.332	112.412	105.047	166.873	384.332
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	101.114	315.842	416.956	75.003	56.983	284.970	416.956
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	284.126	1.456.918	1.741.044	509.223	429.766	802.055	1.741.044
Enel Trading Argentina S.R.L	Individual	23.432	1.551	24.983	21.486	-	3.497	24.983
Dock Sud S.A.	Individual	105.726	256.881	362.607	52.678	52.732	257.197	362.607
Grupo Enel Argentina	Consolidado	326.191	927.948	1.254.139	185.096	151.167	917.876	1.254.139
Enel Brasil S.A.	Individual	371.174	5.186.673	5.557.847	145.721	376.140	5.035.986	5.557.847
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	119.719	193.438	313.157	108.806	737	203.614	313.157
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	213.201	98.107	311.308	193.295	3.280	114.733	311.308
EGP Volta Grande	Individual	42.230	345.708	387.938	29.751	185.505	172.682	387.938
Enel Cien S.A.	Individual	113.996	151.707	265.703	13.358	16.240	236.105	265.703
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	6.856	701	7.557	50.954	8.030	(51.427)	7.557
Transportadora de Energía S.A.	Individual	4.914	3.924	8.838	52.590	9.207	(52.959)	8.838
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	629.655	1.624.665	2.254.320	525.921	902.000	826.399	2.254.320
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	722.394	1.962.608	2.685.002	910.507	830.069	944.426	2.685.002
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	665.187	2.355.246	3.020.433	795.562	903.997	1.320.874	3.020.433
Enel X Brasil S.A.	Individual	17.886	15.089	32.975	13.676	307	18.992	32.975
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.701.300	6.062.310	7.763.610	1.474.482	4.310.495	1.978.633	7.763.610
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.211.380	13.471.236	17.682.616	3.919.122	7.528.800	6.234.694	17.682.616
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	251.413	2.524.074	2.775.487	387.804	943.882	1.443.801	2.775.487
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	363.838	1.842.861	2.206.699	545.689	704.527	956.483	2.206.699
Enel Perú, S.A.C.	Individual	37.589	1.403.189	1.440.778	41.359	10.868	1.388.551	1.440.778
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	361.697	974.784	1.336.481	172.150	259.367	904.964	1.336.481
Chinango S.A.C.	Individual	6.346	153.370	159.716	6.349	38.766	114.601	159.716
Enel Generación Piura S.A.	Individual	75.118	180.365	255.483	64.559	33.669	157.255	255.483
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	153.382	1.305.567	1.458.949	272.268	467.924	718.757	1.458.949
Grupo Enel Perú	Consolidado	551.844	2.562.083	3.113.927	482.477	805.168	1.826.282	3.113.927

al 31.12.2020										
Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
-	(600)	(600)	(2.459)	(2.459)	11.264	12.146	874	13.020	(37.029)	(24.009)
112.931	(4.963)	107.968	60.965	18.811	(9.445)	9.497	7.928	17.425	(47.631)	(30.206)
48.505	(4.543)	43.962	35.964	21.800	37.910	62.211	(9.332)	52.879	(66.592)	(13.713)
801.229	(530.338)	270.891	49.912	(68.276)	22.605	(45.636)	(22.866)	(68.502)	(230.171)	(298.673)
3.086	(189)	2.897	706	414	(130)	284	(103)	181	(1.006)	(825)
66.334	(10.025)	56.309	42.590	14.445	3.472	17.968	(13.426)	4.542	(68.182)	(63.640)
161.093	(11.572)	149.521	92.860	36.542	61.778	71.522	1.130	72.652	(258.557)	(185.905)
502	(139)	363	(41.809)	(42.724)	(127.544)	168.090	36.441	204.531	(1.088.424)	(883.893)
187.227	(118.673)	68.554	61.986	51.176	(521)	50.655	(19.628)	31.027	(31.881)	(854)
812.275	(666.295)	145.980	134.715	129.601	(6.103)	123.498	(41.504)	81.994	(15.502)	66.492
62.398	(10.548)	51.850	48.505	48.484	(11.785)	36.700	(12.486)	24.214	(32.034)	(7.820)
52.705	(83.694)	(30.989)	(37.406)	(45.046)	23.435	(21.612)	7.275	(14.337)	(48.724)	(63.061)
45.439	-	45.439	44.911	44.472	(17.275)	27.197	(996)	26.201	14.795	40.996
37.973	-	37.973	37.284	35.806	(13.356)	22.450	801	23.251	15.236	38.487
1.141.882	(835.325)	306.557	167.515	74.542	(4.767)	70.014	(18.464)	51.550	(178.829)	(127.279)
1.220.592	(869.354)	351.238	199.503	62.080	(46.093)	16.145	(5.706)	10.439	(229.670)	(219.231)
1.392.402	(1.026.859)	365.543	167.630	83.459	(41.127)	42.806	(16.729)	26.077	(306.258)	(280.181)
13.357	(4.454)	8.903	(3.705)	(6.711)	(2.009)	(8.720)	973	(7.747)	(4.323)	(12.070)
2.980.109	(2.206.107)	774.002	552.367	333.460	(76.312)	257.148	(77.974)	179.174	(677.886)	(498.712)
7.581.035	(5.450.909)	2.130.126	1.337.914	774.682	(321.390)	454.162	(148.157)	306.005	(1.678.028)	(1.372.023)
1.159.134	(412.530)	746.604	673.446	606.868	(70.522)	536.449	(188.883)	347.566	(19.348)	328.218
1.546.963	(886.155)	660.808	506.794	375.127	(49.171)	325.977	(97.881)	228.096	(14.970)	213.126
-	-	-	(215)	(215)	(6.072)	156.138	-	156.138	(96.339)	59.799
408.604	(140.350)	268.254	210.702	162.140	10.361	186.817	(42.052)	144.765	(66.777)	77.988
41.000	(4.496)	36.504	31.273	27.319	(87)	27.232	(8.152)	19.080	(8.334)	10.746
63.874	(23.435)	40.439	30.016	18.512	(4.873)	17.249	(5.852)	11.397	(12.361)	(964)
886.663	(598.157)	288.506	213.898	141.464	(25.042)	116.427	(38.488)	77.939	(62.468)	15.471
1.243.994	(621.907)	622.087	475.905	339.421	(26.007)	317.029	(91.896)	225.133	(246.279)	(21.146)

al 31.12.2019										
Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
-	-	-	(463)	(463)	8.963	39.714	(2.453)	37.261	(53.938)	(16.677)
213.606	(68.969)	144.637	100.244	59.860	22.628	82.582	(24.642)	57.940	(41.288)	16.652
71.807	(5.957)	65.850	58.055	42.906	59.477	103.800	(21.770)	82.030	(70.096)	11.934
1.346.888	(773.693)	573.195	307.066	211.031	54.470	265.560	(76.548)	189.012	(237.185)	(48.173)
7.497	(950)	6.547	3.599	3.321	(92)	3.229	(1.295)	1.934	(600)	1.334
146.958	(54.326)	92.632	81.806	50.775	12.036	63.132	(1.007)	62.125	(74.649)	(12.524)
285.277	(74.927)	210.350	157.774	102.242	112.784	299.022	(54.044)	244.978	(270.493)	(25.515)
977	(85)	892	(57.320)	(58.076)	(85.784)	88.858	15.025	103.883	(149.216)	(45.333)
309.525	(183.394)	126.131	114.170	99.940	13.389	113.329	(36.130)	77.199	(5.465)	71.734
494.303	(394.776)	99.527	85.746	79.065	(100)	78.965	(25.671)	53.294	2.285	55.579
106.792	(42.895)	63.897	59.632	59.607	(13.583)	46.024	(15.173)	30.851	(844)	30.007
70.295	(967)	69.328	61.376	49.598	19.722	69.320	(39.773)	29.547	(4.600)	24.947
1.142	-	1.142	789	(530)	(10.469)	(10.999)	296	(10.703)	15.634	4.931
1.112	-	1.112	601	(923)	(10.288)	(11.212)	333	(10.879)	16.154	5.275
1.373.202	(991.979)	381.223	224.266	140.695	(18.246)	122.937	(19.875)	103.062	(26.723)	76.339
1.514.836	(1.029.220)	485.616	299.779	163.829	(55.984)	109.105	(37.009)	72.096	(46.182)	25.914
1.544.899	(1.100.077)	444.822	220.030	22.568	(59.708)	(36.744)	11.462	(25.282)	(59.597)	(84.879)
19.359	(6.434)	12.925	(1.373)	(4.677)	(311)	(4.988)	539	(4.449)	(679)	(5.128)
3.720.782	(2.699.108)	1.021.674	638.496	378.591	(100.835)	277.756	460.335	738.091	(412.571)	325.520
8.611.146	(5.906.735)	2.704.411	1.645.516	928.952	(356.940)	574.154	314.359	888.513	(559.512)	329.001
1.246.989	(465.768)	781.221	710.320	637.221	(81.785)	555.672	(180.207)	375.465	7.209	382.674
1.665.318	(962.174)	703.144	556.513	431.004	(58.397)	372.680	(122.066)	250.614	(615)	249.999
11	-	11	(1.155)	(1.155)	(1.473)	127.289	(8)	127.281	27.105	154.386
478.155	(178.102)	300.053	243.359	191.690	(4.886)	200.977	(56.340)	144.637	18.483	163.120
45.030	(5.081)	39.949	34.113	29.868	(723)	29.145	(8.685)	20.460	2.791	23.251
82.155	(27.861)	54.294	44.074	32.902	(317)	32.595	(9.275)	23.320	2.948	26.268
950.350	(619.181)	331.169	257.473	196.436	(22.938)	184.153	(55.649)	128.504	13.065	141.569
1.382.941	(676.173)	706.768	561.494	433.368	(30.553)	413.480	(125.187)	288.293	64.392	352.685

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

		al 31.12.2018						
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio
Enel Argentina S.A.	Individual	6.657	139.508	146.165	776	-	145.389	146.165
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	132.613	267.952	400.565	136.446	99.309	164.810	400.565
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	95.054	370.645	465.699	82.599	85.399	297.701	465.699
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	312.128	1.381.972	1.694.100	710.707	347.653	635.740	1.694.100
Enel Trading Argentina S.R.L	Individual	14.550	1.008	15.558	13.940	-	1.618	15.558
Dock Sud S.A.	Individual	55.921	263.659	319.580	63.756	55.240	200.584	319.580
Grupo Enel Argentina	Consolidado	263.345	916.274	1.179.619	221.534	182.169	775.916	1.179.619
Enel Brasil S.A.	Individual	1.681.474	3.892.112	5.573.586	2.720.641	225.312	2.627.633	5.573.586
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	140.483	189.912	330.395	123.850	60.960	145.585	330.395
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	301.315	103.975	405.290	244.418	3.075	157.797	405.290
EGP Volta Grande	Individual	94.170	355.666	449.836	274.015	-	175.821	449.836
Enel Cien S.A.	Individual	120.897	183.601	304.498	9.403	18.424	276.671	304.498
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	9.097	2.196	11.293	50.940	2.493	(42.140)	11.293
Transportadora de Energía S.A.	Individual	6.912	5.755	12.667	50.780	5.431	(43.544)	12.667
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	538.216	1.209.995	1.748.211	517.761	440.495	789.955	1.748.211
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	611.450	1.964.754	2.576.204	865.349	781.211	929.644	2.576.204
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	694.885	2.478.860	3.173.745	613.692	1.154.300	1.405.753	3.173.745
Enel X Brasil S.A.	Individual	14.153	9.180	23.333	5.512	42	17.779	23.333
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.535.494	4.426.898	5.962.392	1.438.355	2.871.158	1.652.879	5.962.392
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.112.113	11.587.158	15.699.271	6.524.502	5.555.695	3.619.074	15.699.271
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	336.791	2.511.365	2.848.156	510.844	1.032.101	1.305.211	2.848.156
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	414.711	1.686.783	2.101.494	650.760	598.455	852.279	2.101.494
Enel Perú, S.A.C.	Individual	36.807	1.376.103	1.412.910	69.295	10.460	1.333.155	1.412.910
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	333.468	914.287	1.247.755	169.579	234.383	843.793	1.247.755
Chinango S.A.C.	Individual	5.798	137.059	142.857	7.946	25.562	109.349	142.857
Enel Generación Piura S.A.	Individual	85.080	175.196	260.276	51.046	68.377	140.853	260.276
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	112.287	1.210.429	1.322.716	268.883	431.856	621.977	1.322.716
Grupo Enel Perú	Consolidado	488.824	2.401.685	2.890.509	490.068	770.021	1.630.420	2.890.509

Nota 40. Hechos posteriores

- Con fecha 17 de enero de 2021, expiró el plazo legal de que disponían los accionistas disidentes de Enel Américas S.A. para ejercer el derecho a retiro originado en la fusión por incorporación de EGP Américas S.p.A. en Enel Américas S.A. (la "Fusión), aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020 (la "Junta").

  Durante el plazo referido, ejercieron el derecho a retiro accionistas disidentes que representan en conjunto 1.787.514 acciones emitidas por la Sociedad, lo que equivale a un 0,002% del total de las mismas. De conformidad a la legislación pertinente y, en particular, al Oficio N° 32.435 emitido por la CMF con fecha 7 de noviembre de 2017, el precio de tales acciones será pagado por Enel Américas a contar de la fecha en que la Fusión surta sus efectos de conformidad con los términos y condiciones aprobados por la Junta. Lo anterior será comunicado oportunamente mediante hecho esencial de la Sociedad.

  En consecuencia, se cumplió una de las condiciones suspensivas copulativas a las que se sometió la efectividad de la Fusión, esto es, que el derecho a retiro debidamente ejercitado por accionistas disidentes de Enel Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por la Sociedad.

- Con fecha 29 de enero de 2021 Enel Américas, en su calidad de accionista controlador de las filiales colombianas Emgesa S.A. ESP y Codensa S.A. ESP suscribió un nuevo acuerdo marco de inversión con el Grupo Energía de Bogotá SA ESP (GEB), su socio en dichas filiales. Este nuevo acuerdo marco de inversión, que sólo entrará en vigencia en el evento que se cumplan ciertas condiciones suspensivas y que se obtengan las autorizaciones corporativas y societarias requeridas por parte de ambos socios, busca regir a futuro las relaciones como accionistas entre Enel Américas y GEB.

  Dentro de los principales acuerdos alcanzados, este nuevo acuerdo marco permitiría la integración del negocio renovable a sus inversiones conjuntas, la definición de nuevas reglas de gobierno corporativo más acorde a los nuevos objetivos y oportunidades de esta nueva etapa y las partes propondrían acuerdos de conciliación para las demandas arbitrales existentes entre ellas.

					al 31.12.2018					
Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
-	-	-	(618)	(618)	2.812	3.657	(669)	2.988	(138.136)	(135.148)
162.894	(15.271)	147.623	103.430	89.235	19.250	108.963	(17.345)	91.618	(43.235)	48.383
67.134	(4.675)	62.459	53.087	32.994	106.969	141.617	(51.466)	90.151	(130.515)	(40.364)
1.189.950	(729.223)	460.727	179.203	77.990	127.247	205.078	(101.101)	103.977	(347.881)	(243.904)
4.738	(305)	4.433	1.357	1.083	(2.456)	(1.370)	(408)	(1.778)	(571)	(2.349)
94.769	(20.986)	73.783	58.725	33.999	35.743	69.850	(29.790)	40.060	(104.651)	(64.591)
229.458	(19.945)	209.513	155.467	121.179	140.459	307.883	(72.221)	235.662	(355.051)	(119.389)
174	(96)	78	(46.334)	(46.374)	(119.900)	(106.575)	44.864	(61.711)	(441.136)	(502.847)
211.536	(207.475)	4.061	(6.852)	(16.483)	(5.857)	(22.340)	7.309	(15.031)	(25.888)	(40.919)
540.344	(417.506)	122.838	109.049	102.351	7.959	110.311	(37.719)	72.592	(18.168)	54.424
81.939	(10.644)	71.295	68.654	68.653	(15.031)	53.622	(18.732)	34.890	(30.953)	3.937
82.608	(1.626)	80.982	72.831	56.219	31.686	87.905	(29.729)	58.176	(40.853)	17.323
1.193	-	1.193	716	(650)	(21.535)	(22.185)	44	(22.141)	13.101	(9.040)
1.140	-	1.140	591	(986)	(21.519)	(22.506)	(176)	(22.682)	13.664	(9.018)
1.410.602	(1.037.015)	373.587	213.754	140.035	(17.507)	122.528	(22.092)	100.436	(128.063)	(27.627)
1.510.676	(1.026.864)	483.812	294.177	172.577	(96.634)	75.943	(27.646)	48.297	(152.089)	(103.792)
1.541.938	(1.106.151)	435.787	254.481	157.911	(51.253)	107.044	318.307	425.351	(199.597)	225.754
17.882	(8.136)	9.746	(559)	(1.412)	(169)	(1.581)	394	(1.187)	(2.104)	(3.291)
2.459.201	(1.914.222)	544.979	243.789	137.736	(98.509)	39.227	(17.209)	22.018	(202.092)	(180.074)
7.492.092	(5.366.693)	2.125.399	1.201.286	766.565	(435.467)	331.484	217.615	549.099	(689.804)	(140.705)
1.259.471	(478.264)	781.207	707.149	633.075	(101.981)	531.118	(185.554)	345.564	(117.250)	228.314
1.713.801	(1.032.452)	681.349	522.969	389.002	(57.795)	331.372	(125.242)	206.130	(81.177)	124.953
-	-	-	337	337	(4.852)	185.519	-	185.519	(56.062)	129.457
480.540	(163.879)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363
44.180	(5.215)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381
78.012	(25.883)	52.129	42.112	30.028	(4.368)	25.685	(8.003)	17.682	(6.155)	11.527
912.950	(610.701)	302.249	232.137	175.848	(22.150)	153.693	(49.024)	104.669	(25.666)	79.003
1.505.635	(798.330)	707.305	564.020	443.246	(18.583)	451.681	(134.059)	317.622	(127.835)	189.787

Los efectos financieros de dicho acuerdo no resultan cuantificables a esta fecha.

- En relación al proceso de Fusión aprobado por los accionistas de Enel Américas mediante junta extraordinaria de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2020, con fecha 1 de febrero de 2021 Enel Américas tomó conocimiento de que quedó perfeccionada la fusión internacional de la sociedad italiana Enel Rinnovabili S.r.l en la sociedad chilena EGP Américas SpA. Para tales efectos, los apoderados de ambas sociedades otorgaron una misma y única escritura pública declarativa en la cual constataron el íntegro cumplimiento de las formalidades, requisitos y procedimientos aplicables bajo la ley chilena e italiana para el perfeccionamiento de la referida fusión internacional.

  En virtud de lo anterior, EGP Américas SpA adquirió todos los activos y pasivos de la sociedad italiana Enel Rinnovabili S.r.l, incluyendo el negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

  Asimismo, se obtuvieron todos los consentimientos y autorizaciones que debían otorgar ciertos bancos financistas en Brasil.

  Con el perfeccionamiento de la fusión internacional antes indicada y la obtención del consentimiento de los bancos financistas en Brasil, quedaron cumplidas otras de las condiciones suspensivas de la fusión aprobada por los accionistas de Enel Américas el pasado 18 de diciembre de 2020.

Entre el 1 de enero de 2021 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

ANEXO N°1 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020									
ACTIVOS	**Unidad de Fomento**	**Peso chileno**	**Dólar Estadouni-dense**	**Euro**	**Peso colombiano**	**Sol peruano**	**Peso argentino**	**Real brasileño**	**Otras monedas**	**Total**
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	637	170.335	47	381.754	147.458	65.480	741.282	-	**1.506.993**
Otros activos financieros corrientes	-	116	95	-	4.047	-	65.287	160.734	-	**230.279**
Otros activos no financieros corrientes	-	16.730	2.177	36	27.088	62.864	40.572	411.220	99	**560.786**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.587	22.201	81	330.871	165.342	306.606	2.408.247	-	**3.234.935**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.271	547	3.566	716	2.480	29	36.341	-	**46.950**
Inventarios corrientes	-	-	1.035	987	102.781	53.015	40.892	272.723	-	**471.433**
Activos por impuestos corrientes	-	9.546	11.457	-	31	10.069	2.628	94.149	-	**127.880**
Total Activo Corriente	**-**	**31.887**	**207.847**	**4.717**	**847.288**	**441.228**	**521.494**	**4.124.696**	**99**	**6.179.256**
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	153	55	25.461	2.765.194	-	**2.790.863**
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.980	-	-	33.029	23.092	898	2.272.857	-	**2.332.856**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	77	244.126	-	33.565	-	24.410	276.346	-	**578.524**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	32	-	-	**32**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.273	-	-	**2.273**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	135.881	70.955	61.160	4.256.830	-	**4.524.826**
Plusvalía	-	-	-	-	18.264	184.037	24.603	718.608	-	**945.512**
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	176	-	4.158.620	2.128.830	1.762.799	304.247	-	**8.354.672**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.942	-	**7.942**
Activos por derecho de uso	24	-	-	-	19.639	159.534	124	43.099	-	**222.420**
Activos por impuestos diferidos	-	-	192.057	-	11.277	253	28.746	762.049	-	**994.382**
Total Activos No Corriente	**24**	**3.057**	**436.359**	**-**	**4.410.428**	**2.566.756**	**1.930.506**	**11.407.172**	**-**	**20.754.302**
TOTAL ACTIVOS	**24**	**34.944**	**644.206**	**4.717**	**5.257.716**	**3.007.984**	**2.452.000**	**15.531.868**	**99**	**26.933.558**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

										al 31.12.2019
ACTIVOS	**Unidad de Fomento**	**Peso chileno**	**Dólar Estadouni-dense**	**Euro**	**Peso colombiano**	**Sol peruano**	**Peso argentino**	**Real brasileño**	**Otras monedas**	**Total**
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	142.875	672.694	83	185.424	188.655	49.848	699.418	-	**1.938.997**
Otros activos financieros corrientes	-	114	1.522	-	3.512	232	-	115.003	-	**120.383**
Otros activos no financieros corrientes	-	3.811	14.021	-	12.941	44.845	33.746	376.798	-	**486.162**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	839	20.699	-	260.132	145.388	385.814	2.691.585	-	**3.504.457**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.552	1.209	3.418	678	3.883	237	4.392	-	**16.369**
Inventarios corrientes	-	-	3.095	515	83.152	45.527	27.480	236.470	-	**396.239**
Activos por impuestos corrientes	-	9.146	-	-	120	4.752	18.115	75.188	-	**107.321**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	**11.326**
Total Activo Corriente	**-**	**159.337**	**713.240**	**4.016**	**557.285**	**433.282**	**515.240**	**4.198.854**	**-**	**6.581.254**
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.139	-	171	-	70	3.046.431	-	**3.049.811**
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.125	-	-	21.844	16.760	3.354	2.690.807	-	**2.735.890**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	126	79.475	-	42.546	-	229.256	236.554	-	**587.957**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	68	779	-	**847**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.978	-	-	**1.978**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	125.795	65.292	30.519	5.306.273	-	**5.527.879**
Plusvalía	-	-	524.511	-	5.835	-	4.665	638.032	-	**1.173.043**
Propiedades, Planta y Equipo	-	19	222	-	4.162.275	2.311.459	1.888.301	401.162	-	**8.763.438**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	10.254	-	**10.254**
Activos por derecho de uso	-	-	19	-	11.988	168.355	18	75.419	-	**255.799**
Activos por impuestos diferidos	-	1.469	-	-	-	3	25.890	1.060.872	-	**1.088.234**
Total Activos No Corriente	**-**	**4.739**	**607.366**	**-**	**4.370.454**	**2.561.869**	**2.184.119**	**13.466.583**	**-**	**23.195.130**
TOTAL ACTIVOS	**-**	**164.076**	**1.320.606**	**4.016**	**4.927.739**	**2.995.151**	**2.699.359**	**17.665.437**	**-**	**29.776.384**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

PASIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	al 31.12.2020									
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	7.103	-	789.559	-	453.666	201.641	36	373.125	-	**1.825.130**
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	-	20.470	17	4.792	10.434	78	15.685	-	**51.495**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	46.970	206.653	12.519	471.331	194.903	517.715	2.643.452	33	**4.093.576**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	167.003	152.956	236.546	2.652	1.643	177	36.145	-	**597.122**
Otras provisiones corrientes	-	-	44.308	-	40.176	12.931	45.167	77.843	-	**220.425**
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	110.724	33.777	44.383	33.986	-	**222.870**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	369	11.908	-	31.914	28.193	21.876	172.249	95	**266.604**
Total Pasivo Corriente	**7.122**	**214.342**	**1.225.854**	**249.082**	**1.115.255**	**483.522**	**629.432**	**3.352.485**	**128**	**7.277.222**
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	3.611	-	806.446	-	1.251.190	404.359	-	1.372.100	-	**3.837.706**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	25.668	386	15.639	13.816	45	35.516	-	**91.070**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	10.990	-	1.136	729	86.559	1.962.061	-	**2.061.475**
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	78.504	20.879	19.760	714.757	-	**833.900**
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.521	-	-	208.618	74.847	286.936	40.031	-	**612.953**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.960	1.906	-	124.248	4.299	13.920	1.476.884	-	**1.624.217**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	31.600	-	19.707	5.132	30.294	30.228	-	**116.961**
Total Pasivo No Corriente	**3.611**	**5.481**	**876.610**	**144.777**	**1.699.042**	**524.061**	**437.514**	**5.631.577**	**-**	**9.322.673**
Total Pasivo	**10.733**	**219.823**	**2.102.464**	**393.859**	**2.814.297**	**1.007.583**	**1.066.946**	**8.984.062**	**128**	**16.599.895**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

PASIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	al 31.12.2019									
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	6.227	1	594.317	-	169.525	45.579	84	592.674	-	**1.408.407**
Pasivos por arrendamientos corrientes	11	-	33.751	5	6.004	15.455	7	26.411	-	**81.644**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	62.073	205.848	13.770	433.753	217.115	418.518	2.568.851	117	**3.920.045**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.273	211.872	257.476	1.832	1.967	247	14.844	-	**494.511**
Otras provisiones corrientes	-	561	45.458	-	38.297	11.934	44.825	144.973	4	**286.052**
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	108.167	13.739	92.080	6.741	-	**220.727**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	189	4.445	-	27.521	24.218	40.633	223.731	18	**320.755**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	**3.791**
Total Pasivo Corriente	**6.238**	**69.097**	**1.095.691**	**271.251**	**788.890**	**330.007**	**596.394**	**3.578.225**	**139**	**6.735.932**
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	9.766	-	1.106.962	-	1.404.407	400.395	-	1.860.303	-	**4.781.833**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	8	-	18.317	-	6.190	25.300	7	58.803	-	**108.625**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	7	-	997	10.868	152.240	2.171.885	-	**2.335.997**
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	49.659	54.775	23.710	848.183	-	**976.327**
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	51.332	254.591	311.503	26.428	-	**643.854**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.979	-	-	129.507	6.245	14.178	1.683.453	-	**1.836.362**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	3.563	-	6.318	24.676	54.162	22.549	-	**111.268**
Total Pasivo No Corriente	**9.774**	**2.979**	**1.128.849**	**-**	**1.648.410**	**776.850**	**555.800**	**6.671.604**	**-**	**10.794.266**
Total Pasivo	**16.012**	**72.076**	**2.224.540**	**271.251**	**2.437.300**	**1.106.857**	**1.152.194**	**10.249.829**	**139**	**17.530.198**

ANEXO N°2 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020					
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**Cartera al día**	**Morosidad 1-90 días**	**Morosidad 91-180 días**	**Morosidad superior a 181 días**	**Total Corriente**	**Total No Corriente**
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.135.722	580.640	124.262	852.428	**3.693.052**	**354.376**
Provisión de deterioro	(19.775)	(25.636)	(31.925)	(607.172)	**(684.508)**	**(65.015)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	584	-	-	-	**584**	**8.214**
Provisión de deterioro	(16)	-	-	-	**(16)**	**(214)**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	231.310	-	-	-	**231.310**	**281.333**
Provisión de deterioro	(5.487)	-	-	-	**(5.487)**	**(170)**
Total	**2.342.338**	**555.004**	**92.337**	**245.256**	**3.234.935**	**578.524**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2019					
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**Cartera al día**	**Morosidad 1-90 días**	**Morosidad 91-180 días**	**Morosidad superior a 181 días**	**Total Corriente**	**Total No Corriente**
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.634.722	569.852	121.125	893.346	**3.219.045**	**122.428**
Provisión de deterioro	(6.115)	(18.035)	(25.674)	(592.763)	**(642.587)**	**(22.552)**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.024.368	-	-	-	**1.024.368**	**494.790**
Provisión de deterioro	(96.369)	-	-	-	**(96.369)**	**(6.709)**
Total	**2.556.606**	**551.817**	**95.451**	**300.583**	**3.504.457**	**587.957**

- Por tipo de cartera:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020					
	Cartera no repactada		**Cartera repactada**		**Total cartera bruta**	
Tramos de Morosidad	**Número de clientes**	**Monto bruto**	**Número de clientes**	**Monto bruto**	**Número de clientes**	**Monto bruto**
Al día	9.945.761	2.211.900	6.354.193	278.198	16.299.954	2.490.098
Entre 1 y 30 días	9.176.101	314.733	659.102	24.711	9.835.203	339.444
Entre 31 y 60 días	3.701.107	108.544	323.324	15.590	4.024.431	124.134
Entre 61 y 90 días	2.534.180	106.748	202.523	10.314	2.736.703	117.062
Entre 91 y 120 días	1.724.446	35.933	193.115	9.759	1.917.561	45.692
Entre 121 y 150 días	1.523.287	33.667	177.697	9.147	1.700.984	42.814
Entre 151 y 180 días	1.139.659	27.439	140.387	8.317	1.280.046	35.756
Entre 181 y 210 días	775.377	58.020	132.352	6.387	907.729	64.407
Entre 211 y 250 días	504.524	23.907	167.038	6.891	671.562	30.798
Superior a 251 días	13.507.750	670.403	1.701.673	86.820	15.209.423	757.223
Total	**44.532.192**	**3.591.294**	**10.051.404**	**456.134**	**54.583.596**	**4.047.428**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2019					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Tramos de Morosidad	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.442.984	1.570.017	2.243.270	187.133	12.686.254	1.757.150
Entre 1 y 30 días	10.554.688	367.028	274.004	19.590	10.828.692	386.618
Entre 31 y 60 días	2.891.196	113.544	168.392	11.307	3.059.588	124.851
Entre 61 y 90 días	1.646.411	47.895	145.445	10.488	1.791.856	58.383
Entre 91 y 120 días	1.298.837	36.572	147.648	10.110	1.446.485	46.682
Entre 121 y 150 días	1.071.803	29.595	126.358	8.851	1.198.161	38.446
Entre 151 y 180 días	1.178.308	28.208	116.975	7.789	1.295.283	35.997
Entre 181 y 210 días	844.830	53.458	109.466	7.522	954.296	60.980
Entre 211 y 250 días	586.763	38.692	115.965	7.463	702.728	46.155
Superior a 251 días	12.673.241	702.719	1.560.492	83.492	14.233.733	786.211
Total	**43.189.061**	**2.987.728**	**5.008.015**	**353.745**	**48.197.076**	**3.341.473**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	2020		2019	
Cartera protestada y en cobranza judicial	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.218.370	252.488	608.351	90.500
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.661	54.986	10.027	44.603
Total	**1.232.031**	**307.474**	**618.378**	**135.103**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Provisión cartera no repactada	204.419	107.628
Provisión cartera repactada	38.529	52.617
Recuperos del período	(576)	(995)
Total	**242.372**	**159.250**

d) Número y monto de operaciones.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Número y monto operaciones	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	377.287	3.800.417	1.261.020	3.887.467
Monto de las operaciones	49.648	242.372	60.327	159.250

ANEXO N°2.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 31.12.2020				
Cuentas Comerciales por Cobrar	**Cartera al día**	**Morosidad 1-30 días**	**Morosidad 31-60 días**	**Morosidad 61-90 días**	**Morosidad 91-120 días**
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**570.481**	**20.280**	**886**	**43.848**	**49**
-Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-
-Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-
-Otros	438.275	182	23	39.902	49
Provisión Deterioro	(455)	(6)	(3)	-	(1)
Servicios no facturados	514.703	-	-	-	-
Servicios facturados	55.778	20.280	886	43.848	49
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.565.241**	**319.164**	**123.248**	**73.214**	**45.643**
-Clientes Masivos	1.069.469	238.880	90.411	42.427	31.033
-Grandes Clientes	374.227	58.211	20.058	10.984	8.380
-Clientes Institucionales	121.545	22.073	12.779	19.803	6.230
Provisión Deterioro	(19.320)	(4.185)	(10.913)	(10.529)	(9.643)
Servicios no facturados	506.230	-	-	-	-
Servicios facturados	1.059.011	319.164	123.248	73.214	45.643
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**2.135.722**	**339.444**	**124.134**	**117.062**	**45.692**
Total Provisión Deterioro	**(19.775)**	**(4.191)**	**(10.916)**	**(10.529)**	**(9.644)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**2.115.947**	**335.253**	**113.218**	**106.533**	**36.048**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$	al 31.12.2019				
Cuentas Comerciales por Cobrar	**Cartera al día**	**Morosidad 1-30 días**	**Morosidad 31-60 días**	**Morosidad 61-90 días**	**Morosidad 91-120 días**
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**343.351**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42
-Clientes Institucionales	138.566	-	-	-	-
-Otros	116.597	430	221	154	814
Provisión Deterioro	5.124	(16)	(178)	(30)	(42)
Servicios no facturados	212.248	-	-	-	-
Servicios facturados	131.103	17.089	8.196	184	856
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.291.371**	**369.529**	**116.655**	**58.199**	**45.826**
-Clientes Masivos	721.018	258.671	87.270	39.214	31.694
-Grandes Clientes	415.100	76.194	16.643	8.992	7.701
-Clientes Institucionales	155.253	34.664	12.742	9.993	6.431
Provisión Deterioro	(11.239)	(3.769)	(7.136)	(6.906)	(7.310)
Servicios no facturados	554.064	-	-	-	-
Servicios facturados	737.307	369.529	116.655	58.199	45.826
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.634.722**	**386.618**	**124.851**	**58.383**	**46.682**
Total Provisión Deterioro	**(6.115)**	**(3.785)**	**(7.314)**	**(6.936)**	**(7.352)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.628.607**	**382.833**	**117.537**	**51.447**	**39.330**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

al 31.12.2020							
Morosidad 121-150 días	**Morosidad 151-180 días**	**Morosidad 181-210 días**	**Morosidad 211-250 días**	**Morosidad superior a 251 días**	**Morosidad superior a 365 días**	**Total Corriente**	**Total No Corriente**
1	**79**	**2.325**	**288**	**3.042**	**2.665**	**643.944**	**29.555**
-	-	2.065	-	2.968	-	**106.602**	**29.536**
-	-	-	-	-	-	**55.544**	**-**
1	79	260	288	74	2.665	**481.798**	**19**
-	-	(307)	-	(2.968)	(2.456)	**(6.196)**	**(29.103)**
-	-	-	-	-	-	**514.703**	**-**
1	79	2.325	288	3.042	2.665	**129.241**	**29.555**
42.813	**35.677**	**62.082**	**30.510**	**91.245**	**660.271**	**3.049.108**	**324.821**
30.426	24.545	47.689	19.323	61.763	438.879	**2.094.845**	**262.530**
7.597	7.364	10.669	6.000	20.894	142.121	**666.505**	**15.498**
4.790	3.768	3.724	5.187	8.588	79.271	**287.758**	**46.793**
(13.056)	(9.225)	(40.673)	(18.550)	(51.215)	(491.003)	**(678.312)**	**(35.912)**
-	-	-	-	-	-	**506.230**	**-**
42.813	35.677	62.082	30.510	91.245	660.271	**2.542.878**	**324.821**
42.814	**35.756**	**64.407**	**30.798**	**94.287**	**662.936**	**3.693.052**	**354.376**
(13.056)	**(9.225)**	**(40.980)**	**(18.550)**	**(54.183)**	**(493.459)**	**(684.508)**	**(65.015)**
29.758	**26.531**	**23.427**	**12.248**	**40.104**	**169.477**	**3.008.544**	**289.361**

al 31.12.2019							
Morosidad 121-150 días	**Morosidad 151-180 días**	**Morosidad 181-210 días**	**Morosidad 211-250 días**	**Morosidad superior a 251 días**	**Morosidad superior a 365 días**	**Total Corriente**	**Total No Corriente**
32	**47**	**89**	**629**	**6.354**	**44.283**	**421.110**	**90**
28	42	-	2	2.973	5	**115.944**	**9**
-	-	-	-	-	-	**138.566**	**-**
4	5	89	627	3.381	44.278	**166.600**	**81**
(28)	(39)	-	(2)	(2.973)	(11.586)	**(9.770)**	**-**
-	-	-	-	-	-	**212.248**	**-**
32	47	89	629	6.354	44.283	**208.862**	**90**
38.414	**35.950**	**60.891**	**45.526**	**97.339**	**638.235**	**2.797.935**	**122.338**
25.209	25.146	47.492	31.098	63.599	451.530	**1.781.941**	**34.580**
5.947	4.194	7.462	5.329	18.712	118.248	**684.522**	**15.956**
7.258	6.610	5.937	9.099	15.028	68.457	**331.472**	**71.802**
(8.266)	(9.989)	(40.989)	(25.358)	(54.280)	(457.575)	**(632.817)**	**(22.552)**
-	-	-	-	-	-	**554.064**	**-**
38.414	35.950	60.891	45.526	97.339	638.235	**2.243.871**	**122.338**
38.446	**35.997**	**60.980**	**46.155**	**103.693**	**682.518**	**3.219.045**	**122.428**
(8.294)	**(10.028)**	**(40.989)**	**(25.360)**	**(57.253)**	**(469.161)**	**(642.587)**	**(22.552)**
30.152	**25.969**	**19.991**	**20.795**	**46.440**	**213.357**	**2.576.458**	**99.876**

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

-Por tipo de cartera:

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020				
Tipos de Cartera	**Cartera al día**	**Morosidad 1-30 días**	**Morosidad 31-60 días**	**Morosidad 61-90 días**	**Morosidad 91-120 días**
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	**570.481**	**20.280**	**886**	**43.848**	**49**
-Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-
-Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-
-Otros	438.275	182	23	39.902	49
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	**1.444.504**	**294.453**	**107.658**	**62.900**	**35.884**
-Clientes Masivos	979.330	221.045	79.769	34.801	23.547
-Grandes Clientes	349.489	53.788	17.629	9.207	7.070
-Clientes Institucionales	115.685	19.620	10.260	18.892	5.267
Cartera repactada	**120.737**	**24.711**	**15.590**	**10.314**	**9.759**
-Clientes Masivos	90.140	17.835	10.642	7.626	7.484
-Grandes Clientes	24.737	4.423	2.429	1.777	1.311
-Clientes Institucionales	5.860	2.453	2.519	911	964
Total cartera bruta	**2.135.722**	**339.444**	**124.134**	**117.062**	**45.692**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2019				
Tipos de Cartera	**Cartera al día**	**Morosidad 1-30 días**	**Morosidad 31-60 días**	**Morosidad 61-90 días**	**Morosidad 91-120 días**
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	**291.263**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42
-Clientes Institucionales	96.283	-	-	-	-
-Otros	106.792	430	221	154	814
Cartera repactada	**52.088**	**-**	**-**	**-**	**-**
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	42.283	-	-	-	-
-Otros	9.805	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	**1.216.141**	**349.939**	**105.348**	**47.711**	**35.716**
-Clientes Masivos	676.406	244.837	78.862	32.485	25.178
-Grandes Clientes	402.342	73.848	15.150	7.146	5.982
-Clientes Institucionales	137.393	31.254	11.336	8.080	4.556
Cartera repactada	**75.230**	**19.590**	**11.307**	**10.488**	**10.110**
-Clientes Masivos	44.612	13.834	8.409	6.730	6.516
-Grandes Clientes	12.758	2.346	1.492	1.845	1.719
-Clientes Institucionales	17.860	3.410	1.406	1.913	1.875
Total cartera bruta	**1.634.722**	**386.618**	**124.851**	**58.383**	**46.682**

al 31.12.2020							
Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
1	**79**	**2.325**	**288**	**5.707**	**-**	**643.944**	**628**
-	-	2.065	-	2.968	-	**106.602**	**-**
-	-	-	-	-	-	**55.544**	**-**
1	79	260	288	2.739	-	**481.798**	**628**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**28.927**
-	-	-	-	-	-	**-**	**28.927**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
33.666	**27.360**	**55.695**	**23.619**	**664.696**	**-**	**2.750.435**	**196.287**
23.670	19.382	43.181	14.971	443.333	-	**1.883.029**	**191.559**
6.316	5.195	9.579	4.769	147.615	-	**610.657**	**4.512**
3.680	2.783	2.935	3.879	73.748	-	**256.749**	**216**
9.147	**8.317**	**6.387**	**6.891**	**86.820**	**-**	**298.673**	**128.534**
6.755	5.164	4.508	4.353	57.309	-	**211.816**	**99.922**
1.282	2.169	1.090	1.230	15.400	-	**55.848**	**8.561**
1.110	984	789	1.308	14.111	-	**31.009**	**20.051**
42.814	**35.756**	**64.407**	**30.798**	**757.223**	**-**	**3.693.052**	**354.376**

al 31.12.2019							
Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
32	**47**	**89**	**629**	**50.592**	**-**	**368.977**	**82**
28	41	-	2	2.978	-	**115.943**	**-**
-	-	-	-	-	-	**96.283**	**-**
4	6	89	627	47.614	-	**156.751**	**82**
-	**-**	**-**	**-**	**45**	**-**	**52.133**	**8**
-	-	-	-	-	-	**-**	**8**
-	-	-	-	-	-	**42.283**	**-**
-	-	-	-	45	-	**9.850**	**-**
29.563	**28.161**	**53.369**	**38.063**	**652.127**	**-**	**2.556.138**	**62.531**
19.480	19.818	42.643	26.041	460.446	-	**1.626.196**	**9.309**
4.874	3.200	6.532	4.586	124.871	-	**648.531**	**8.111**
5.209	5.143	4.194	7.436	66.810	-	**281.411**	**45.111**
8.851	**7.789**	**7.522**	**7.463**	**83.447**	**-**	**241.797**	**59.807**
5.730	5.328	4.849	5.055	54.682	-	**155.745**	**25.271**
1.072	994	930	744	12.089	-	**35.989**	**7.845**
2.049	1.467	1.743	1.664	16.676	-	**50.063**	**26.691**
38.446	**35.997**	**60.980**	**46.155**	**786.211**	**-**	**3.219.045**	**122.428**

ANEXO N°2.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	COLOMBIA				PERÚ			
	al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019	
BALANCE	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	61.067	-	131.740	8.820	61.975	12.240	62.526	12.538
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	78.187	11.961	-	-	-	-	-	-
Total Activo Estimado	**139.254**	**11.961**	**131.740**	**8.820**	**61.975**	**12.240**	**62.526**	**12.538**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	677	-	763	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	30.139	12.246	43.633	13.176	52.233	9.763	37.502	11.837
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo Estimado	**30.816**	**12.246**	**44.396**	**13.176**	**52.233**	**9.763**	**37.502**	**11.837**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

País	COLOMBIA				PERU			
	2020		2019		2020		2019	
RESULTADO	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**
Ventas de Energía	129.017	11.081	131.876	8.830	64.115	12.663	62.137	12.459
Compras de Energía	28.552	11.345	44.440	13.189	54.038	10.100	37.269	11.763

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
-	-	-	-	32.823	19	2.452	15	32.823	19	2.452	15
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68.720	-	110.830	-	779.510	3.952	475.319	6.531	971.272	16.192	780.415	27.889
-	-	-	-	-	-	-	-	78.187	11.961	-	-
68.720	**-**	**110.830**	**-**	**812.333**	**3.971**	**477.771**	**6.546**	**1.082.282**	**28.172**	**782.867**	**27.904**
-	-	-	-	33.420	-	12.957	519	34.097	-	13.720	519
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38.689	-	55.194	-	1.120.722	59.673	697.292	159.478	1.241.783	81.682	833.621	184.491
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38.689	**-**	**55.194**	**-**	**1.154.142**	**59.673**	**710.249**	**159.997**	**1.275.880**	**81.682**	**847.341**	**185.010**

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
2020		2019		2020		2019		2020		2019	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
68.154	-	121.961	-	817.439	4.193	487.525	6.814	1.078.725	27.937	803.499	28.103
38.686	-	55.194	-	1.167.098	60.048	727.249	163.126	1.288.374	81.493	864.152	188.078

ANEXO N°3 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020			
Proveedores con pagos al día	**Bienes**	**Servicios**	**Otros**	**Total**
Hasta 30 días	104.782	469.913	1.321.209	**1.895.904**
Entre 31 y 60 días	52.007	233.753	96.755	**382.515**
Entre 61 y 90 días	3.877	30.449	15.620	**49.946**
Entre 91 y 120 días	373	23.619	124.617	**148.609**
Entre 121 y 365 días	6.462	16.912	19.770	**43.144**
Más de 365 días	-	3.075	111.587	**114.662**
Total	**167.501**	**777.721**	**1.689.558**	**2.634.780**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020			
Proveedores con plazos vencidos	**Bienes**	**Servicios**	**Otros**	**Total**
Hasta 30 días	908	24.552	17.040	**42.500**
Entre 31 y 60 días	-	-	16.401	**16.401**
Entre 61 y 90 días	-	-	18.485	**18.485**
Entre 91 y 120 días	-	-	39.312	**39.312**
Entre 121 y 365 días	-	-	152.921	**152.921**
Más de 365 días	-	-	-	**-**
Total	**908**	**24.552**	**244.159**	**269.619**

MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES - MUS$

	al 31.12.2020			
Detalle de Proveedores	**Bienes**	**Servicios**	**Otros**	**Total**
Proveedores por compra de energía	60.184	56.933	1.627.935	**1.745.052**
Proveedores por compra de combustibles y gas	17.410	7.211	-	**24.621**
Compra de Activos	12.693	34.671	12.958	**60.322**
Cuentas por pagar bienes y servicios	78.122	703.458	292.824	**1.074.404**
Total	**168.409**	**802.273**	**1.933.717**	**2.904.399**

al 31.12.2019			
Bienes	**Servicios**	**Otros**	**Total**
181.353	424.827	1.108.119	**1.714.299**
51.522	167.440	83.664	**302.626**
6.192	24.320	3.071	**33.583**
1.088	10.437	3.375	**14.900**
10.394	5.528	98.859	**114.781**
-	4.318	167.190	**171.508**
250.549	**636.870**	**1.464.278**	**2.351.697**

al 31.12.2019			
Bienes	**Servicios**	**Otros**	**Total**
2.209	70.595	-	**72.804**
-	-	-	**-**
-	-	-	**-**
-	-	-	**-**
-	-	-	**-**
-	272	-	**272**
2.209	**70.867**	**-**	**73.076**

al 31.12.2019			
Bienes	**Servicios**	**Otros**	**Total**
92.284	59.014	1.253.815	**1.405.113**
19.102	7.834	-	**26.936**
16.670	381	10.868	**27.919**
124.702	640.508	199.595	**964.805**
252.758	**707.737**	**1.464.278**	**2.424.773**

Informe Inspectores de Cuentas

Enel América S.A.

INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 *de Abril de 2020*, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enel Américas S.A., por el ejercicio comprendido entre el 1° de Enero y el 31 de Diciembre de 2020.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.

Firmado digitalmente por LUIS OSVALDO RIVERA VILLAGRAN

Luis Osvaldo Rivera Villagrán

Inspector de Cuenta

Rolf Ernst Heller Ihle

Inspector de Cuenta

Santiago, 19 de febrero de 2021.

Análisis Razonado

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
al 31 de diciembre de 2020
(Cifras expresadas en millones de US$)

- Los ingresos acumulados a diciembre 2020 mostraron una caída de 14,8% comparado con el ejercicio 2019, llegando a US$ 12.193 millones, explicado por menores ingresos en los cuatro países en que operamos. En términos trimestrales, si comparamos el 4° trimestre de 2020 con el 4° trimestre de 2019, vemos una caída de 1,8%, llegando a US$ 3.672 millones.

- El EBITDA cayó en un 21,1% en términos acumulados alcanzando los US$ 3.154 millones. Esto se explica principalmente por una caída en Argentina debido a que el año pasado hubo un reconocimiento extraordinario de US$ 203 millones, producto del acuerdo suscrito entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes. A esto se suma un impacto negativo de US$ 745 millones producto de la devaluación de las monedas en los 4 países, que afectó en especial el resultado de Brasil, y una reducción de la demanda producto de COVID-19. Esto fue parcialmente compensado por menores gastos de personal por US$ 89 millones en Enel Distribución Sao Paulo, explicados por una reducción del pasivo por pensiones por una migración voluntaria de empleados a un plan de contribución definida. Sin los efectos extraordinarios de 2019 y 2020 y aislando el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese aumentado un 0,6%.

  En términos trimestrales, vemos una caída de 6,4% llegando a un EBITDA de US$ 957 millones, explicado principalmente por un menor desempeño en Argentina y la devaluación de las monedas en los 4 países. Esto fue parcialmente compensado por el mencionado impacto en el pasivo por pensiones de Enel Distribución Sao Paulo. Aislando el efecto tipo de cambio y el impacto positivo del fondo de pensiones el EBITDA, hubiese aumentado un 9,3% en el trimestre.

EBITDA
(EN MILLONES DE US$)

	Acumulado			Trimestral		
País	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Var %**
Argentina	186	552	(66,3%)	48	121	(60,6%)
Brasil	1.339	1.644	(18,6%)	510	452	12,8%
Colombia	1.180	1.267	(6,9%)	289	308	(6,5%)
Perú	476	561	(15,2%)	118	150	(21,1%)
Enel Américas (*)	**3.154**	**3.994**	**(21,1%)**	**957**	**1.023**	**(6,4%)**

- El Resultado de Explotación (EBIT) cayó en 25,9% acumulado a diciembre y aumentó en un 10,0% a nivel trimestral, llegando a US$ 2.053 millones y US$ 670 millones, respectivamente. A nivel acumulado, el menor resultado se explica por el menor EBITDA, mientras que a nivel trimestral esto fue compensado por menor depreciación y amortización.

- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante a nivel acumulado llegó a US$ 825 millones, un 48,9% menos que en 2019. A nivel trimestral la caída fue de 57,3%. En ambos casos se explica por el menor resultado a nivel de EBITDA, parcialmente compensado por un mejor resultado financiero. A nivel trimestral cabe destacar que en 2019 hubo un efecto extraordinario positivo de US$ 553 millones por impuestos diferidos producto de la fusión de Enel Distribución Sao Paulo con Enel Sudeste.

- La deuda financiera neta alcanzó los US$ 4.226 millones, un 3,2% más que al cierre de 2019, explicado principalmente por una mayor deuda en Enel Distribución Sao Paulo y en Codensa, junto a una disminución en la caja de Enel Américas Holding, lo cual fue parcialmente compensado por disminuciones en la deuda neta de Enel Distribución Goiás, Emgesa y Enel Distribución Río, principalmente. La devaluación de las monedas tuvo un impacto negativo de US$ 814 millones.

- El CAPEX del año ascendió a US$ 1.423 millones, un 13,6% menos que el año anterior debido al efecto de la devaluación de las monedas. Aislando este efecto, el CAPEX aumentó en US$ 128 millones, explicado principalmente a mayores inversiones en las distribuidoras de Brasil, especialmente Goias y Ceará.

  El CAPEX del trimestre llegó a US$ 442 millones, un 22,4% menos que el 4to trimestre de 2019. Aislando el efecto tipo de cambio, el CAPEX cayó un 3,5%, o US$ 20 millones, explicado principalmente por menores inversiones en Emgesa y en Enel Distribución Río.

- En cuanto a la situación actual derivada del COVID-19, en el cuarto trimestre vimos una recuperación en términos de demanda en relación al trimestre anterior y el nivel de cobrabilidad se mantuvo en rangos de un año normal. El efecto atribuible a COVID en este trimestre fue de US$ 101 millones a nivel de EBITDA considerando tanto el negocio de distribución como el de generación. Nuestra Compañía sigue haciendo sus mejores esfuerzos para mantener sus operaciones, proteger a sus trabajadores y ayudar a la comunidad con diversas medidas solidarias.

Resumen por negocio

Generación

El negocio de generación mostró una caída en EBITDA de 13,5% comparado con el año anterior, llegando a US$ 1.383 millones. Esto se explica por un menor desempeño en Argentina y Perú, sumado a la devaluación de las monedas en los cuatro países que tuvo un impacto negativo de US$ 232 millones. Sin este efecto, el EBITDA hubiese aumentado un 0,6% respecto al año anterior.

En términos trimestrales, el EBITDA del 4to trimestre fue de US$ 388 millones, un 5,5% menos que igual período de 2019, debido principalmente a un peor desempeño en Argentina y Perú y al efecto tipo de cambio. Sin este último efecto, el EBITDA hubiese aumentado un 12,2%.

GENERACIÓN

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Var %**
Total Ventas (GWh)	66.996	72.553	(7,7%)	17.618	18.157	(3,0%)
Total Generación (GWh)	40.455	41.760	(3,1%)	10.236	10.342	(1,0%)

Distribución

En distribución, el EBITDA fue un 25,8% inferior al 2019, llegando a US$ 1.859 millones. Esto se explica principalmente por el efecto extraordinario de US$ 203 millones registrado el año pasado en Argentina producto del acuerdo entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes, sumado a un peor desempeño en Perú. Esto fue parcialmente compensado por un mejor desempeño en términos operacionales en Colombia y el reconocimiento de una reducción del pasivo por pensiones en Enel Distribibución Sao Paulo por US$ 89 millones, producto una migración voluntaria de empleados a un plan de contribución definida. El efecto tipo de cambio tuvo un impacto negativo de US$ 521 millones a nivel consolidado y se registraron menores ventas en los 4 países. Aislando los one-off y el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese caído un 0,6%.

En términos trimestrales, el EBITDA del 4to trimestre llegó a US$ 590 millones, un 8,9% menor al 4to trimestre de 2019. Aislando el efecto tipo de cambio y el impacto en el pasivo por pensiones de Enel Distribución Sao Paulo, hubiese aumentado un 4,4%.

Al 31 de diciembre de 2020, el número de clientes consolidado mostró un aumento de 1,6% en comparación con el año anterior, mientras que las ventas físicas cayeron un 4,5% en términos acumulados, y un 0,7% en términos trimestrales.

DISTRIBUCIÓN

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Var %**
Total Ventas (GWh)	115.213	120.594	(4,5%)	30.281	30.501	(0,7%)
Número de clientes	25.639.531	25.237.624	1,6%	25.639.531	25.237.624	1,6%

Resumen financiero

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalente US$ 1.507 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US$ 1.529 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles* US$ 1.218 millones

(*) Incluye dos líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas. Una de ellas por US$ 154 millones de Enel Brasil con Enel Finance International (EFI) completamente disponible y otra por US$ 150 millones de Enel Américas con EFI completamente utilizada.

La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2020 disminuyó hasta 4,9% desde 7,1% del mismo período del año anterior, influenciado principalmente por un menor costo de la deuda en Brasil producto del pago de la deuda asociada a la compra de Enel Distribución Sao Paulo, a mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento de deudas en Brasil, Colombia, Perú y en el Holding y a una tendencia a la baja en los índices asociados a tasas variables de las deudas en Brasil.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio del Grupo Enel Américas, establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada Compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por US$ 554 millones y forwards por US$ 495 millones.

- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US$ 154 millones.

Mercados en que participa la empresa

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras subsidiarias y asociadas en estos cuatro países.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a 11.269 MW al 31 de diciembre de 2020. El 55,5% de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas y el 44,5% de fuentes térmicas.

El Grupo lleva a cabo el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera, Enel Generación el Chocón y Central Dock Sud en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel Generación Fortaleza y EGP Volta Grande en Brasil, Emgesa en Colombia y Enel Generación Perú y Enel Generación Piura en Perú. El negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través de Enel Cien, subsidiaria Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.200 MW.

El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, por cada subsidiaria:

		Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado (%)	
		Acumulado			Trimestral				
Empresa	**Mercados en que participa**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	6.518	6.210	5,0%	1.523	959	58,8%	5,1%	4,8%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.924	2.528	15,7%	535	562	(4,8%)	2,3%	2,0%
Central Dock Sud	SIN Argentina	4.461	4.238	5,3%	1.376	1.481	(7,1%)	3,5%	3,3%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	9.642	10.541	(8,5%)	2.465	2.671	(7,7%)	19,6%	19,9%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	616	658	(6,4%)	198	177	11,9%	1,3%	1,2%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	17.539	18.376	(4,6%)	4.238	4.369	(3,0%)	24,9%	25,5%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	19.660	22.890	(14,1%)	5.402	6.027	(10,4%)	4,2%	4,7%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	3.636	4.742	(23,3%)	1.333	1.194	11,6%	0,8%	1,0%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	2.000	2.370	(15,6%)	547	717	(23,7%)	0,4%	0,5%
Total		**66.996**	**72.553**	**(7,7%)**	**17.617**	**18.157**	**(3,0%)**		

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú en Perú. Estas Compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 25,6 millones de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por subsidiaria, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
Empresa	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	15.888	16.798	(5,4%)	3.770	4.047	(6,8%)	18,9%	15,5%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	7.578	8.211	(7,7%)	1.994	2.062	(3,3%)	8,8%	8,2%
Enel Distribución Río S.A.	11.228	11.568	(2,9%)	3.034	2.920	3,9%	22,1%	21,0%
Enel Distribución Ceará S.A.	11.866	12.197	(2,7%)	3.290	3.269	0,6%	15,9%	13,9%
Enel Distribución Goiás S.A.	14.469	14.365	0,7%	3.886	3.710	4,7%	11,4%	11,6%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	40.350	43.148	(6,5%)	10.641	10.858	(2,0%)	10,6%	9,6%
Codensa S.A.	13.834	14.307	(3,3%)	3.666	3.635	0,9%	7,6%	7,7%
Total	**115.213**	**120.594**	**(4,5%)**	**30.281**	**30.501**	**(0,7%)**	**13,0%**	**11,9%**

	Clientes (miles) (*)			Clientes/Empleados		
Empresa	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	2.508	2.490	0,7%	720	709	1,6%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	1.456	1.434	1,5%	2.464	2.414	2,1%
Enel Distribución Río S.A.	2.948	2.940	0,3%	2.957	2.968	(0,4%)
Enel Distribución Ceará S.A.	4.011	3.956	1,4%	3.575	3.510	1,9%
Enel Distribución Goiás S.A.	3.207	3.114	3,0%	2.856	2.783	2,6%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	7.896	7.776	1,5%	1.350	1.130	19,5%
Codensa S.A.	3.615	3.527	2,5%	2.352	2.345	0,3%
Total	**25.640**	**25.238**	**1,6%**	**1.744**	**1.529**	**14,1%**

(*) Número de clientes del período 2019 han sido modificados respecto a los reportados anteriormente, por nueva metodología aplicada a contar de 2020.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Cifras Acumuladas													
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	**Argentina**		**Brasil**		**Colombia**		**Perú**		**Total Segmentos**		**Estructura y ajustes**		**Total General**	
	dic-20	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**	**dic-20**	**dic-19**
Generación	**221**	**413**	**1.040**	**691**	**1.129**	**1.214**	**490**	**567**	**2.880**	**2.885**	**(736)**	**(794)**	**2.144**	**2.091**
Clientes Regulados		-	214	127	637	669	274	306	1.125	1.102	(727)	(652)	398	450
Clientes no Regulados		-	350	539	353	417	189	232	892	1.188	(9)	(142)	883	1.046
Ventas de Mercado Spot	221	413	468	17	139	128	24	20	852	578	-	-	852	578
Otros Clientes			8	8	-	-	3	9	11	17	-	-	11	17
Distribución	**739**	**1.023**	**5.168**	**6.439**	**761**	**851**	**843**	**905**	**7.511**	**9.218**	**-**	**(27)**	**7.511**	**9.191**
Residenciales	361	455	3.045	3.651	455	477	473	482	4.334	5.065	-	(27)	4.334	5.038
Comerciales	254	374	1.239	1.597	181	226	87	105	1.761	2.302	-	-	1.761	2.302
Industriales	68	81	370	530	79	90	168	172	685	873	-	-	685	873
Otros Consumidores	56	113	514	661	46	58	115	146	731	978	-	-	731	978
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(265)	(328)	(324)	(330)	(147)	(163)	(736)	(821)	736	821	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**960**	**1.436**	**5.943**	**6.802**	**1.566**	**1.735**	**1.186**	**1.309**	**9.655**	**11.282**	**-**	**-**	**9.655**	**11.282**
Variación en millones de US$ y %	**(476)**	**33,1%**	**(859)**	**(12,6%)**	**(169)**	**(9,7%)**	**(123)**	**(9,4%)**	**(1.627)**	**(14,4%)**	**-**	**-**	**(1.627)**	**(14,4%)**

	Cifras Trimestrales													
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	**Argentina**		**Brasil**		**Colombia**		**Perú**		**Total Segmentos**		**Estructura y ajustes**		**Total General**	
	4T2020	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**	**4T2020**	**4T2019**
Generación	**44**	**139**	**648**	**180**	**276**	**295**	**132**	**161**	**1.100**	**775**	**(189)**	**(208)**	**911**	**567**
Clientes Regulados	-	-	49	(201)	163	168	73	95	285	62	(180)	51	105	113
Clientes no Regulados	-	-	151	382	98	104	52	59	301	545	(9)	(259)	292	286
Ventas de Mercado Spot	44	139	440	-	15	23	6	5	505	167	-	-	505	167
Otros Clientes	-	-	8	(1)	-	-	1	2	9	1	-	-	9	1
Distribución	**160**	**282**	**1.507**	**1.656**	**201**	**208**	**213**	**229**	**2.081**	**2.375**	**-**	**(8)**	**2.081**	**2.367**
Residenciales	101	117	782	977	106	114	114	127	1.103	1.335	-	(8)	1.103	1.327
Comerciales	33	94	413	460	57	53	25	32	528	639	-	-	528	639
Industriales	20	(13)	96	157	26	22	50	35	192	201	-	-	192	201
Otros Consumidores	6	84	216	62	12	19	24	35	258	200	-	-	258	200
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(66)	(82)	(84)	(83)	(39)	(51)	(189)	(216)	189	216	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**204**	**421**	**2.089**	**1.754**	**393**	**420**	**306**	**339**	**2.992**	**2.934**	**-**	**-**	**2.992**	**2.934**
Variación en millones de US$ y %	**(217)**	**51,5%**	**335**	**19,1%**	**(27)**	**(6,4%)**	**(33)**	**(9,7%)**	**58**	**2,0%**	**-**	**-**	**58**	**2,0%**

I. Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas por el año terminado al 31 de diciembre de 2020, fue de **US$ 825 millones**, lo que representa una disminución de un 48,9% con respecto al resultado de **US$ 1.614 millones** registrado el año anterior. Durante el cuarto trimestre de 2020, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los **US$ 339 millones**, presentando una disminución de **US$ 454 millone**s respecto al cuarto trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 57,3%.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	%	4T2020	4T2019	Variación	%
Ingresos	**12.193**	**14.314**	**(2.121)**	**(14,8%)**	**3.672**	**3.738**	**(66)**	**(1,8%)**
Ingresos de actividades ordinarias	11.239	13.053	(1.814)	(13,9%)	3.420	3.394	26	0,8%
Otros ingresos de explotación	954	1.261	(307)	(24,4%)	252	344	(93)	(26,9%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(7.556)**	**(8.541)**	**985**	**11,5%**	**(2.413)**	**(2.257)**	**(156)**	**(6,9%)**
Compras de energía	(5.338)	(6.097)	759	12,5%	(1.851)	(1.574)	(277)	17,6%
Consumo de combustible	(138)	(277)	139	50,3%	(30)	(89)	58	(65,8%)
Gastos de transporte	(1.016)	(1.111)	94	8,5%	(268)	(279)	10	(3,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.064)	(1.056)	(8)	(0,7%)	(263)	(315)	52	(16,5%)
Margen de Contribución	**4.637**	**5.773**	**(1.136)**	**(19,7%)**	**1.260**	**1.482**	**(222)**	**(15,0%)**
Gastos de personal	(418)	(628)	210	33,5%	(41)	(147)	106	(72,2%)
Otros gastos por naturaleza	(1.065)	(1.151)	85	7,4%	(261)	(312)	51	(16,3%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**3.154**	**3.994**	**(841)**	**(21,1%)**	**957**	**1.023**	**(66)**	**(6,4%)**
Depreciación y amortización	(858)	(948)	90	9,5%	(224)	(279)	55	(19,8%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(242)	(279)	37	13,2%	(64)	(137)	73	(53,5%)
Resultado de Explotación (EBIT)	**2.053**	**2.769**	**(716)**	**(25,9%)**	**670**	**609**	**61**	**10,0%**
Resultado Financiero	**(313)**	**(377)**	**63**	**16,8%**	**(28)**	**(51)**	**24**	**44,4%**
Ingresos financieros	321	450	(128)	(28,5%)	140	90	50	55,9%
Gastos financieros	(768)	(1.088)	319	29,4%	(238)	(171)	(67)	39,4%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	77	124	(48)	(38,4%)	19	0	19	100,0%
Diferencia de cambio	57	137	(80)	(58,3%)	50	29	21	70,5%
Otros Resultados distintos de la operación	**8**	**14**	**(6)**	**(43,4%)**	**2**	**14**	**(12)**	**(88,9%)**
Otras Ganancias (pérdidas)	5	14	(9)	(67,1%)	1	14	(13)	(94,7%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	3	(0)	3	100,0%	(0)	0	(0)	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	1.748	2.406	(658)	(27,4%)	642	572	70	12,3%
Impuesto sobre sociedades	**(567)**	**(236)**	**(330)**	**(139,7%)**	**(210)**	**377**	**(586)**	**(155,7%)**
Resultado después de impuestos	1.181	2.170	(989)	(45,6%)	432	948	(516)	(54,4%)
Resultado del Período	**1.181**	**2.170**	**(989)**	**(45,6%)**	**432**	**948**	**(516)**	**(54,4%)**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**825**	**1.614**	**(789)**	**(48,9%)**	**339**	**792**	**(454)**	**(57,3%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	356	556	(200)	(35,9%)	94	156	(62)	(40,0%)
Utilidad por acción USD (*)	**0,01085**	**0,02465**	**(0,01380)**	**(56,0%)**	**0,00445**	**0,01210**	**(0,00765)**	**(63,2%)**

EBITDA

El **EBITDA** para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 fue de **US$ 3.154 millones**, lo que presenta una disminución de **US$ 841 millones**, equivalente a una disminución de un 21,1%, con respecto al EBITDA de **US$ 3.994 millones** obtenido en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

Durante el cuarto trimestre de 2020, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US$ 957 millones**, presentando una disminución de **US$ 66 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 6,4%.

El impacto económico derivado de la disminución en la demanda debido al desaceleramiento económico producto de los efectos de COVID-19, para el ejercicio 2020 se estima que fue de **US$ 483 millones** a nivel de EBITDA, de los cuales U**S$ 63 millones** corresponden a Argentina, **US$ 280 millones** a Brasil, **US$ 76 millone**s a Colombia y **US$ 64 millones** a Perú.

El impacto estimado en EBITDA para el cuarto trimestre asciende a **US$ 101 millones**, de los cuales **US$ 10 millones** corresponden a Argentina, **US$ 49 millones** a Brasil, **US$ 29 millones** a Colombia y **US$ 13 millone**s a Perú.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación:

	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US$)	**dic-20**	**dic-19**	**Variación**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Variación**	**Var %**
Generación y Transmisión:								
Argentina	231	436	(206)	(47,2%)	50	153	(103)	(67,2%)
Brasil	1.106	778	328	42,2%	664	204	460	225,1%
Colombia	1.159	1.247	(88)	(7,1%)	288	301	(13)	(4,2%)
Perú	505	596	(91)	(15,3%)	139	170	(30)	(17,8%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**3.001**	**3.057**	**(56)**	**(1,8%)**	**1.142**	**827**	**314**	**38,0%**
Distribución:								
Argentina	801	1.347	(546)	(40,5%)	192	319	(127)	(39,7%)
Brasil	6.735	8.154	(1.419)	(17,4%)	1.895	2.138	(242)	(11,3%)
Colombia	1.547	1.665	(118)	(7,1%)	413	436	(23)	(5,3%)
Perú	887	950	(64)	(6,7%)	232	242	(10)	(4,0%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**9.970**	**12.116**	**(2.146)**	**(17,7%)**	**2.732**	**3.135**	**(402)**	**(12,8%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(778)	(859)	81	(9,5%)	(202)	(224)	21	(9,6%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**12.193**	**14.314**	**(2.121)**	**(14,8%)**	**3.672**	**3.738**	**(66)**	**(1,8%)**
Generación y Transmisión:								
Argentina	(19)	(130)	111	(85,3%)	(3)	(52)	49	(94,6%)
Brasil	(781)	(419)	(363)	86,6%	(526)	(125)	(401)	320,9%
Colombia	(413)	(466)	53	(11,4%)	(107)	(124)	18	(14,2%)
Perú	(162)	(204)	42	(20,6%)	(48)	(49)	1	(1,6%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(1.375)**	**(1.218)**	**(157)**	**12,9%**	**(683)**	**(350)**	**(334)**	**95,5%**
Distribución:								
Argentina	(530)	(774)	243	(31,5%)	(108)	(205)	97	(47,2%)
Brasil	(4.938)	(5.820)	883	(15,2%)	(1.421)	(1.512)	91	(6,0%)
Colombia	(886)	(962)	76	(7,9%)	(237)	(245)	8	(3,1%)
Perú	(598)	(619)	21	(3,4%)	(160)	(160)	(1)	0,4%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(6.952)**	**(8.175)**	**1.223**	**(15,0%)**	**(1.927)**	**(2.121)**	**194**	**(9,2%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	772	853	(81)	(9,5%)	197	214	(17)	(7,8%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(7.556)**	**(8.541)**	**985**	**(11,5%)**	**(2.413)**	**(2.257)**	**(156)**	**6,9%**

Continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(30)	(33)	3	(10,0%)	(8)	(10)	2	(16,5%)
Brasil	(13)	(16)	3	(19,3%)	(3)	(4)	1	(17,3%)
Colombia	(29)	(29)	0	(0,7%)	(9)	(8)	(1)	13,2%
Perú	(26)	(25)	(1)	3,0%	(6)	(6)	(0)	5,1%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(97)**	**(104)**	**7**	**(6,5%)**	**(26)**	**(27)**	**1**	**(3,3%)**
Distribución:								
Argentina	(93)	(118)	25	(21,2%)	(26)	(36)	11	(29,2%)
Brasil	(131)	(312)	181	(58,0%)	42	(62)	104	(166,6%)
Colombia	(50)	(42)	(8)	20,3%	(19)	(10)	(9)	91,6%
Perú	(25)	(27)	2	(8,0%)	(6)	(7)	0	(3,1%)
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(299)**	**(500)**	**200**	**(40,1%)**	**(10)**	**(115)**	**106**	**(91,7%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(25)	3	(12,3%)	(5)	(5)	(0)	4,2%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(418)**	**(628)**	**210**	**(33,5%)**	**(41)**	**(147)**	**106**	**(72,2%)**
Generación y Transmisión:								
Argentina	(41)	(28)	(13)	46,3%	(14)	(8)	(6)	79,5%
Brasil	(15)	(22)	7	(33,0%)	(5)	(5)	1	(10,9%)
Colombia	(45)	(42)	(2)	5,8%	(12)	(13)	1	(5,5%)
Perú	(45)	(44)	(1)	2,1%	(13)	(13)	(0)	3,9%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(146)**	**(137)**	**(9)**	**6,7%**	**(44)**	**(38)**	**(5)**	**13,6%**
Distribución:								
Argentina	(128)	(147)	19	(13,0%)	(36)	(42)	7	(15,8%)
Brasil	(579)	(639)	60	(9,3%)	(129)	(167)	38	(22,7%)
Colombia	(104)	(105)	1	(1,1%)	(28)	(28)	0	(0,4%)
Perú	(49)	(47)	(2)	4,5%	(13)	(14)	0	(1,5%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(860)**	**(938)**	**78**	**(8,3%)**	**(206)**	**(251)**	**45**	**(17,9%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(60)	(77)	17	(22,0%)	(12)	(23)	11	(48,8%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(1.065)**	**(1.151)**	**85**	**(7,4%)**	**(261)**	**(312)**	**51**	**(16,3%)**
EBITDA								
Generación y Transmisión:								
Argentina	140	245	(105)	(42,8%)	25	84	(58)	(68,9%)
Brasil	297	321	(24)	(7,4%)	131	70	61	87,9%
Colombia	673	710	(37)	(5,1%)	161	155	6	3,8%
Perú	272	322	(50)	(15,4%)	72	102	(30)	(29,7%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**1.383**	**1.598**	**(215)**	**(13,5%)**	**388**	**411**	**(23)**	**(5,5%)**
Distribución:								
Argentina	50	307	(257)	(83,8%)	23	36	(13)	(35,7%)
Brasil	1.087	1.383	(295)	(21,4%)	387	397	(10)	(2,5%)
Colombia	507	557	(50)	(8,9%)	129	153	(24)	(15,6%)
Perú	215	257	(42)	(16,6%)	52	62	(11)	(16,2%)
EBITDA Segmento de Distribución	**1.859**	**2.504**	**(645)**	**(25,8%)**	**590**	**648**	**(57)**	**(8,9%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(87)	(107)	20	(19,3%)	(21)	(37)	15	(42,1%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**3.154**	**3.994**	**(841)**	**(21,1%)**	**957**	**1.023**	**(66)**	**(6,4%)**

EBITDA segmento de generación y transmisión

Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Generación Costanera	61	100	(39)	(39,0%)	6	22	(16)	(72,7%)
Enel Generación El Chocón	36	58	(22)	(37,9%)	4	18	(14)	(77,8%)
Central Dock Sud	42	82	(40)	(48,8%)	14	41	(27)	(65,9%)
Enel Trading Argentina	1	4	(3)	(75,0%)	1	2	(1)	(50,0%)
Ebitda Segmento Generación Argentina	**140**	**245**	**(105)**	**(42,8%)**	**25**	**84**	**(58)**	**(68,9%)**

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US$ 140 millones**, lo que representa una disminución de US$ 105 millones respecto del año anterior. Las principales variables, que explican está disminución, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: Menor EBITDA de US$ 39 millones debido principalmente a los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense y mayores costos de mantenimiento.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 101 millones, o un 47,1%**, respecto del año anterior. La disminución se explica principalmente por: (i) menores ingresos de **US$ 46 millones,** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; (ii) menores ingresos por ventas respecto del año anterior por **US$ 61 millones,** producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019, aplicable a contar de 2020, que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la Compañía quedara nuevamente a cargo de Cammesa; y (iii) menores ingresos por **US$ 9 millones** de menores Contratos de Disponibilidad, acuerdo regulatorio que finalizó el año anterior. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) mayores otros ingresos por **US$ 3 millones**, por aplicación de nueva Resolución N°31/2020, aplicable a contar de febrero de 2020, que estableció que los valores de la energía y potencia sean cobrados en pesos argentinos, utilizando el tipo de cambio de cambio contra US$ vigente a la fecha de facturación; y (ii) mayores ingresos por venta por **US$ 12 millones**, producto de mayores ventas físicas de (+308 GWh) que incluye aumento producto de la pesificación de la tarifa por **US$ 11 millones**.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 64 millones** y se explican principalmente por: (i) menores consumos de gas por **US$ 59 millones,** producto de aplicación Resolución N° 12/2019, antes mencionada; **(ii) US$ 3 millones** debido a menores costos variables de Cammesa por menor actividad en el mercado; y **(iii) US$ 2 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US$ 2 millones**, y se explican principalmente por menores costos por **US$ 9 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado por **US$ 3 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales y por **US$ 4 millones** de menores activaciones de mano de obra respecto del año anterior, debido a menores niveles de inversión en el 2020.

- Los **otros gastos por naturaleza aumentaron en US$ 4 millones**, principalmente por mayores costos de mantenimiento no programado del ciclo combinado por **US$ 14 millones**, compensado por **US$ 10 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020,** el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Costanera alcanzó los **US$ 6 millones,** lo que representa una disminución de **US$ 16 millones** respecto de igual trimestre del 2019. La disminución se explica principalmente por:

  - **Menores ingresos de explotación por US$ 36 millones** que se explican por: (i) menores ingresos de **US$ 16 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; y (ii) menores ingresos

por ventas respecto del año anterior por **US$ 21 millones**, producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019, antes mencionada. Lo anterior compensado con mayores ingresos por venta por **US$ 1 millón** producto de mayores ventas físicas de (+564 GWh).

- **Menores costos de explotación por US$ 20 millones** y se explican principalmente por: (i) menores consumos de gas por **US$ 16 millones**, producto de aplicación Resolución N° 12/2019, antes mencionada; (**ii**) **US$ 3 millones** debido a menores costos variables de Cammesa por menor actividad en el mercado; y **(iii) US$ 1 millón** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Enel Generación El Chocón: Menor EBITDA de US$ 22 millones principalmente por menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 23 millones** respecto del ejercicio 2019, principalmente por menores ingresos de conversión por **US$ 25 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado con mayores ventas de energía por **US$ 2 millones** (+396 GWh).

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 1 millón** respecto de igual período del año anterior, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del ejercicio 2019.

- Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto al año anterior.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2020, el EBITDA de nuestra subsidiaria Chocón alcanzó los US$ 4 millones, lo que representa una disminución de US$ 14 millones respecto de igual trimestre del 2019, principalmente por menores ingresos de conversión por US$ 5 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, y menores ingresos por menores ventas físicas en el trimestre de por US$ 9 millones (-27 GWh), que incorpora los efectos de la pesificación de las tarifas lo cual reduce el precio de las generadoras por US$ 6 millones.

Central Dock Sud: Menor EBITDA de US$ 40 millones principalmente producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 81 millones**, a diciembre de 2020 respecto de diciembre del año anterior, lo que se explica principalmente por: **(i) US$ 27 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; **(ii) US$ 55 millones** de menores ingresos, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019, aplicable a contar de 2020, que estableció que el abastecimiento de combustible quedara nuevamente a cargo de CAMMESA; y **(iii)** menores otros ingresos por **US$ 6 millones**, por indemnización relacionada a un siniestro en la turbina TG-09 registrado durante el primer semestre de 2019. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía por **US$ 7 millones** (+223 GWh).

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 44 millones** respecto de diciembre del año anterior, explicado principalmente por: (i) menores gastos por consumo de gas por **US$ 41 millones,** producto de la aplicación de la resolución N° 12/2019, mencionada anteriormente; y (ii) menores costos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 3 millones.**

- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto al año anterior.

- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US$ 4 millones,** principalmente por: (i) incremento en costos de seguros por **US$ 2 millones;** y (ii) mayores gastos de mantenimiento por **US$ 2 millones**.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el EBITDA de nuestra subsidiaria Central Dock Sud alcanzó los **US$ 14 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 27 millones** respecto de igual trimestre del 2019. Lo anterior, principalmente

explicado por; **(i)** efecto de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 8 millones**; (ii) menores ventas de energía por **US$ 35 millones**, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019 y por menores ventas físicas (-105 GWh); y **(iii) US$ 8 millones** de menores otros ingresos de explotación producto principalmente del siniestro de la turbina TG-09. Lo anterior compensado por menores costos de explotación por **US$ 24 millones**, debido a disminución en el consumo de gas, por efecto de la aplicación antes mencionada.

Brasil:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
EGP Cachoeira Dourada	135	86	49	57,0%	80	16	64	400,0%
Enel Generación Fortaleza	62	114	(52)	(45,6%)	19	25	(6)	(24,0%)
EGP Volta Grande	49	60	(11)	(18,3%)	20	17	3	17,7%
Enel Cien	46	61	(15)	(24,6%)	12	12	-	0,0%
Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco	5	-	5	100,0%	-	-	-	0,0%
Ebitda Segmento Generación y Transmisión Brasil	**297**	**321**	**(24)**	**(7,4%)**	**131**	**70**	**61**	**87,9%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US$ 297 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 24 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a diciembre de 2020, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: Mayor EBITDA de US$ 49 millones principalmente por mayores ventas de energía por comercialización compensado por los efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación aumentaron en US$ 318 millones**, o 64,3%, a diciembre de 2020 con respecto al año anterior. El aumento se explica principalmente por: Aumento en las ventas de energía por **US$ 568 millones,** de los cuales: **(i) US$ 649 millones** se explican por mayor importación de energía desde Argentina y Uruguay para su comercialización a partir de octubre 2020, lo que condujo a más energía para la venta, generando un aumento en los ingresos, (ii) compensado parcialmente por **US$ 81 millones** de menores ventas físicas al mercado regulado por (-3.230 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-29. Lo anterior parcialmente compensado por **US$ 250 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

- Los **costos de explotación aumentaron en US$ 272 millones**, **o 68,8%**, a diciembre de 2020, principalmente explicados por: **(i)** mayor compra de energía por importación para cubrir sus obligaciones de comercialización por **US$ 618 millones** compensado parcialmente por **US$ 63 millones** de menores compras de energía (-3.520 GWh), por menor demanda de clientes en el mercado regulado, principalmente por efecto de COVID-19. Lo anterior compensado por: **(i) US$ 222 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y **(ii)** impacto positivo por registro del acuerdo GSF (Generation Scaling Factor) de **US$ 61 millones**, mediante el cual se permitió la renegociación y la distribución de los costos del riesgo hidrológico entre los operadores del sistema.

- Los **gastos de personal** disminuyen en **US$ 1 millón**, correspondiente a efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyen en **US$ 1 millón**, correspondiente a efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de EGP Cachoeira Dourada alcanzó los **US$ 80 millones,** lo que representa un aumento de **US$ 64 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por: (i) mayor venta de energía **US$ 632 millones** por operaciones de importación de energía desde Argentina y Uruguay, generando un aumento en los ingresos, compensado parcialmente por **US$ 22 millones** correspondiente a menores ventas físicas (-625 GWh), por una menor demanda en el mercado regulado; y **(ii)** impacto positivo por el registro del acuerdo GSF de **US$ 61 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) mayor compra de energía por **US$**

603 millones, principalmente por mayor importación para su comercialización por **US$ 503 millones**; y mayores compras debido a mayores precios medios de compra por **US$ 100 millones**, lo anterior a pesar de las menores compras físicas de (-628 GWh); y **(iii) US$ 4 millones** por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Enel Generación Fortaleza: Menor EBITDA de US$ 52 millones debido principalmente por menores ventas de energía y por los efectos de conversión del real brasileño.

- Los **ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza** disminuyeron en **US$ 122 millones**, principalmente por: **(i)** menores ventas de energía por **US$ 65 millones** por menor demanda (-1.106 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-19; y **(ii)** menores ingresos por los efectos de conversión por **US$ 57 millones**, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 65 millones,** principalmente por: (i) menores costos por la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense por **US$ 37 millones**; y **(ii)** reducción en compras de energía por **US$ 24 millones** (-190 GWh), producto de COVID-19, se explican por menores precios medios de compra; y **(iii)** menor consumo de gas por **US$ 4 millones** efecto por la menor generación en 2020.

- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US$ 1 millón**, principalmente por la devaluación del real brasileño en relación al dólar estadounidense.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US$ 4 millones**, principalmente por menores costos por servicios profesionales y legales de **US$ 3 millones** y por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US$ 1 millón**.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de **Enel Generación Fortaleza** alcanzó los **US$ 19 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 6 millones** respecto de igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** menor efecto de conversión por **US$ 5 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii)** menores otros ingresos por beneficio Provin de **US$ 7 millones**, debido a menor generación; y **(iii)** aumento por compra de energía principalmente por menor generación por **US$ 18 millones**. (+587 GWh). Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores ingresos por **US$ 10 millones** debido principalmente a mayores ventas físicas del período por (+139 GWh), por aumento de la demanda; y **(ii)** menores consumo de gas de **US$ 14 millones**, por efecto de la menor generación de energía.

Enel Green Power Volta Grande: Menor EBITDA de US$ 11 millones principalmente por efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense y menores ventas de energía.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 44 millones** y se explican fundamentalmente por: (i) menores ventas de energía por **US$ 25 millones**, por menor operación de comercialización (-370 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-19; y (ii) menores efectos de conversión por **US$ 19 millones**, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 32 millones**, debido principalmente a menores compras de energía (-527 GWh), debido a COVID-19, por disminución en la comercialización de energía y mayor producción propia.

- Los **gastos de personal**, se mantuvieron en línea respecto al ejercicio anterior.

- Los **otros gastos por naturaleza**, disminuyeron en U**S$ 1 millón**, principalmente por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de EGP Volta Grande alcanzó los **US$ 20 millones**, lo que representa un aumento de **US$ 3 millones** respecto de igual período del año anterior, explicado principalmente por menores compras

de energía (-189 GWh) por **US$ 9 millones**, debido a menor comercialización de energía, compensado con **US$ 6 millones** producto de los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Enel Cien S.A.: El **EBITDA** de Enel CIEN alcanzó los **US$ 46 millones,** lo que representa una disminución de **US$ 15 millones** comparado con el ejercicio 2019, explicado principalmente por el menor efecto de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de Enel CIEN alcanzó los **US$ 12 millones**, manteniéndose en línea respecto de igual trimestre del año anterior.

Colombia:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Emgesa	673	710	(37)	(5,1%)	161	155	6	3,8%
Ebitda Segmento Generación Colombia	**673**	**710**	**(37)**	**(5,1%)**	**161**	**155**	**6**	**3,8%**

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestra subsidiaria de generación en Colombia, **Emgesa**, alcanzó los **US$ 673 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 37 millones** con respecto a diciembre de 2019. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación de Emgesa disminuyeron en US$ 88 millones** respecto del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: (i) menores ingresos por **US$ 142 millones**, producto de la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense; (ii) menores ventas de gas por **US$ 2 millones**, debido a menores consumos por COVID-19; y (iii) menores otros ingresos de explotación por **US$ 5 millones**, debido a finiquito de indemnización de seguro recibido en junio de 2019 por siniestro de la central hidroeléctrica El Quimbo. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) una mejora operativa por **US$ 56 millones**, principalmente por mejores precios medios de ventas (ocasionados por baja hidrología en 2020) por **US$ 111 millones,** compensado con **US$ 55 millones** por menores ventas físicas (-837 GWh), debido a menor demanda del mercado no regulado por efecto de COVID-19; y (ii) mayores ingresos por **US$ 5 millones** relativos a venta de certificados bonos de carbono.

- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 53 millones** y se explica principalmente por: **(i)** un menor efecto de conversión por **US$ 51 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano; y (ii) decremento en compras de energía por **US$ 7 millones**, como consecuencia de menor precio de compra por **US$ 27 millones,** compensado con mayores compras físicas por US$ 20 millones (+320 GWh); y (iii) menor compra de suministro de gas por **US$ 4 millones** principalmente por disminución de consumo de los clientes por cuarentenas obligatorias debido a COVID-19. Lo anterior parcialmente compensado por mayor gasto de transporte por **US$ 4 millones** y otros aprovisionamientos variables y servicios por **US$ 5 millones** principalmente por la nueva contribución del Plan Nacional de Desarrollo a entes reguladores.

- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de diciembre de 2019.

- Los o**tros gastos por naturaleza** aumentaron en **US$ 2 millones**, respecto de diciembre 2019, explicado por **US$ 8 millones** debido principalmente a contingencia por impuestos, compensado por un menor efecto de conversión por **US$ 6 millones**.

- En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia ascendió a **US$ 161 millones** el cuarto trimestre de 2020, registrando un aumento de **US$ 6 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019. Esta variación se explica fundamentalmente por: **(i)** mayores ingresos por **US$ 5 millones** relativos a venta de certificados bonos de carbono; **(ii)** menores compras de energía por **US$ 16 millones**, principalmente por la disminución de los precios medios de bolsa por **US$ 26 millones**, compensado por mayores compras físicas por **US$ 10 millones** (+147 GWh); y **(iii)** menor costo de consumo de combustible por **US$ 5 millones,** por disminución en la generación térmica de

acuerdo a los requerimientos del sistema. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** menor efecto de conversión por **US$ 10 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(ii)** mayores gastos de transportes por **US$ 3 millones**; y **(iii)** mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US$ 5 millones** principalmente por la nueva contribución del Plan Nacional de Desarrollo a entes reguladores.

Perú:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Generación Perú	211	244	(33)	(13,5%)	57	80	(23)	(28,8%)
Enel Generación Piura	30	44	(14)	(31,8%)	7	11	(4)	(36,4%)
Chinango	31	34	(3)	(8,8%)	8	11	(3)	(27,3%)
Ebitda Segmento Generación Perú	**272**	**322**	**(50)**	**(15,4%)**	**72**	**102**	**(30)**	**(29,7%)**

El **EBITDA** de n**uestras subsidiarias de generación en Perú** alcanzó los **US$ 272 millones** en términos acumulados al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 50 millones** respecto del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (incluye Chinango): (menor EBITDA por US$ 36 millones debido principalmente a los efectos de conversión del nuevo sol peruano con respecto del dólar estadounidense y menores ventas físicas).

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 74 millones**, respecto del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: **(i)** menores ventas físicas de energía por **US$ 42 millones** (-899 GWh), principalmente debido a COVID-19; **(ii)** menores otros ingresos por **US$ 10 millones**, por modificaciones al contrato de subcontratación; y **(iii)** menores ingresos por efectos por conversión de **US$ 22 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 38 millones**, a diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de: **(i)** menores compras de energía por **US$ 11 millones** (- 419 GWh), explicado por menor costo marginal y por COVID-19; **(ii)** menor consumo de gas por **US$ 8 millones**, debido a menor producción de centrales térmicas por menor demanda; **(iii)** menores gastos de transporte y distribución de gas por reducción de niveles Take or Pay con proveedores por **US$ 12 millones**; y **(iv)** menores costos por efectos por conversión de **US$ 7 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del año 2019.

- Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto del año anterior.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de Enel Generación Perú (incluido Chinango) alcanzó los **US$ 65 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 26 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** menores ingresos por modificaciones al contrato de sobrecontratación en **US$ 12 millones**; **(ii)** menores ingresos por ventas de **US$ 6 millones**, debido principalmente a menores ventas físicas de (-206 GWh); **(iii)** mayor consumo de combustible por **US$ 4 millones** por mayor producción de centrales térmicas; y **(iv)** efecto de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense por **US$ 4 millones**.

Enel Generación Piura S.A.: (menor EBITDA por US$ 14 millones debido principalmente a menores venta de gas).

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US$ 18 millones** en comparación con el ejercicio 2019. Esta disminución se explica por: **(i)** menores ingresos en otras ventas de **US$ 15 millones**, debido principalmente a menores ventas de gas; y **(ii)** menores ingresos por efectos por conversión de **US$ 3 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

- Los costos de explotación disminuyeron en **US$ 4 millones,** a diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de menor consumo de gas por **US$ 3 millones**, debido a menor producción de centrales térmicas, explicado por menor demanda y por **US$ 1 millón** por efectos de conversión debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto al ejercicio 2019.

- Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto al ejercicio 2019.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de **Enel Generación Piura** alcanzó los **US$ 7 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 4 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esto se explica principalmente por menores ingresos en otras ventas de **US$ 3 millones** debido a menores ventas de gas y por **US$ 1 millón** por efectos de conversión debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

EBITDA segmento de Distribución

Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Edesur	50	307	(257)	(83,8%)	23	36	(13)	(35,7%)
Total Segmento Distribución Argentina	**50**	**307**	**(257)**	**(83,8%)**	**23**	**36**	**(13)**	**(35,7%)**

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria de distribución en Argentina, **Empresa Distribuidora Sur (Edesur),** alcanzó los **US$ 50 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 257 millones** con respecto al 31 de diciembre de 2019. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US$ 546 millones** a diciembre de 2020, que se explican fundamentalmente por: **(i)** menores ingresos de **US$ 203 millones** producto del acuerdo regulatorio suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino en el año 2019, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006-2016; **(ii)** menores ingresos por efectos de ajustes por inflación respecto del año 2019 por **US$ 51 millones**, por aplicación de NIC 29; y **(iii)** menores ingresos por **US$ 324 millones**, correspondiente al efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores ventas de energía por **US$ 14 millones**, debido a mejores precios medios de venta producto de la inflación por **US$ 62 millones**, a pesar de las menores ventas físicas de (-910 GWh) por **US$ 48 millones,** explicado principalmente como consecuencia de COVID-19; y **(ii)** mayores ingresos por **US$ 18 millones**, por nuevo acuerdo marco de 2020 entre el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, para destinar fondos para obras de mejoras del servicio eléctrico y estado de redes de distribución a los barrios populares del gran Buenos Aires.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 243 millones**, los cuales se explican fundamentalmente por: **(i)** disminución de **US$ 214 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y (ii) disminución del costo de compras de energía por **US$ 27 millones** producto principalmente de menores precios de compra en el mercado; y **(iii)** disminución de otros aprovisionamientos por **US$ 10 millones,** explicado por menor gasto de alquiler de grupos electrógenos. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores gastos de transporte de **US$ 8 millones**, por aumento de precio de servicios en línea con la inflación.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US$ 26 millones** esto se explica por: **(i)** menores gastos por **US$ 38 millones**, debido a menores efectos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y **(ii)** menores gastos por planes de jubilación y retiro y disputas legales por **US$ 15 millones.** Lo

anterior fue parcialmente compensado por **US$ 27 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales.

- Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 19 millones**, y se explican principalmente por menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso argentino por **US$ 51 millones**, compensado con mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por **US$ 30 millones** y compra de elementos de seguridad e higiene vinculados al COVID-19 por **US$ 2 millones.**

- En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó los **US$ 23 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 13 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Lo anterior, principalmente explicado por: **(i)** menores ingresos por ventas de energía de **US$ 14 millones**, debido principalmente a menores ventas físicas de energía (-277 GWh), explicado fundamentalmente como consecuencia de COVID-19; **(ii)** menores ingresos por efectos de ajustes por inflación por **US$ 20 millones**, por aplicación de NIC 29; **(iii)** aumento de gastos de personal de **US$ 5 millones,** debido principalmente a incrementos salariales**; (iv)** aumento de otros gastos por naturaleza de **US$ 15 millones**, principalmente por mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** una disminución del costo de compra de energía por **US$ 17 millones** por menor precio de compra por **US$ 19 millones** compensado por mayor compra física por **US$ 2 millones** (+72 GWh); **(ii)** disminución de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US$ 6 millones** principalmente por una disminución de **US$ 3 millones** en gastos de alquiler de grupos electrógenos y de **US$ 3 millones** por impuestos a las transacciones bancarias y multas por servicios de calidad; y **(iii)** mayores ingresos por **US$ 18 millones**, por nuevo acuerdo marco de 2020 entre el ENRE y las empresas Edenor y Edesur, antes mencionado.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var**	**dic-20**	**dic-19**	**Var**
Edesur	18,9%	15,5%	21,9%	2,51	2,49	0,7%
Total Segmento Distribución Argentina	**18,9%**	**15,5%**	**21,9%**	**2,51**	**2,49**	**0,7%**

Brasil:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	**dic-19**	**Variación**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Variación**	**Var %**
Enel Distribución Rio	200	300	(100)	(33,3%)	54	84	(30)	(35,7%)
Enel Distribución Ceará	168	224	(56)	(25,0%)	47	82	(35)	(42,7%)
Enel Distribución Goiás	168	220	(52)	(23,6%)	65	30	35	116,7%
Enel Distribución Sao Paulo	552	639	(87)	(13,6%)	220	201	19	9,5%
Total Segmento Distribución Brasil	**1.087**	**1.383**	**(295)**	**(21,4%)**	**387**	**397**	**(10)**	**(2,5%)**

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil alcanzó los **US$ 1.087 millone**s, lo que representa una disminución de **US$ 295 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta disminución se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A.: Menor EBITDA de US$ 100 millones principalmente por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y menores ventas físicas.

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Río disminuyeron en US$ 294 millones** o un 19,4% a diciembre de 2020, y se explican principalmente por menores ingresos de **US$ 378 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores ingresos por ventas de energía por **US$ 55 millones**, principalmente por mayores precios medios de venta, por efecto de reajuste por inflación por **US$ 98 millones**, parcialmente compensado por menor volumen físico de energía por **US$ 43 millones** (-340 GWh), producto de la pandemia de COVID-19; y **(ii)** aumento de otros ingresos de explotación por **US$ 29 millones**, explicados principalmente por mayores ingresos por construcción, por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" (en adelante "CINIIF 12").

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 160 millones,** o **15,5%** respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por menores costos de **US$ 269 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior, compensado por: (i) mayores compras de energía por **US$ 34 millones**, explicado por mayores precios medios por **US$ 98 millones**, debido a reajuste por inflación, compensado por menores compras físicas de energía por **US$ 64 millones** (+506 GWh); (ii) aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios en **US$ 37 millones** debido a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por **US$ 29 millone**s y efecto de contingencia relacionado con impuestos PIS y Cofins registrado en 2019 por **US$ 8 millones** y **(iii)** mayor costo en transporte de energía de US$ 38 millones, por mayor tarifa uso de redes.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US$ 6 millones**, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US$ 7 millones** y menores gastos por disminución de plantilla por **US$ 1 millón**.

- Los **otros gastos por naturaleza disminuyen en US$ 28 millones**, explicado por efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US$ 39 millones**, compensado con mayores gastos por operaciones técnica y comerciales por **US$ 11 millones**.

El **EBITDA** correspondiente al cuarto trimestre de 2020 de nuestra subsidiaria Enel Distribución Río alcanzó los **US$ 54 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 30 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US$ 18 millones; (ii)** aumento de gastos de transporte de **US$ 15 millones**, debido a mayor tarifa en el uso de la red; **(iii)** incremento en el costo de compra de energía de **US$ 56 millones**, explicado por mayor compra física de energía por **US$ 34 millones** e incremento de precios por efecto de inflación por **US$ 22 millones**; **(iv)** mayores gastos de personal **US$ 5 millones** se explican principalmente por salarios más altos compensados parcialmente por mayor capitalización; **(v)** aumento de otras gastos por naturaleza **US$ 10 millones** se explican principalmente por mayores operaciones técnicas; (vi) menores ingresos de multa por mora a clientes comerciales por **US$ 5 millones**; y **(vii)** menores ingresos por peajes de energía para clientes no regulados en el mercado local por **US$ 14 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas de energía de **US$ 93 millones**, debido principalmente por mayor volumen de energía por **US$ 52 millones** (+114 Gwh), producto de la recuperación económica y mayores precios medios por **US$ 41 millones,** debido a un mayor reajuste por inflación.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Distribución Rio	22,1%	21,0%	5,2%	2,95	2,94	0,3%

Enel Distribución Ceará S.A.: Menor EBITDA de US$ 56 millones por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Ceará disminuyeron en US$ 231 millones** o un **16,8%** a diciembre de 2020, y se explican principalmente por: menores ingresos de **US$ 355 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** aumento en ventas de energía de **US$ 58 millones**, debido fundamentalmente a mayores precios por incremento de tarifa respecto del año anterior, lo que equivale a **US$ 92 millones**, compensado por menores ventas físicas (-331 GWh) de **US$ 34 millones**, principalmente por COVID-19; (ii) mayores de ingresos por construcción por **US$ 61 millones**, por aplicación de CINIIF 12; y **(iii)** aumento de otras prestaciones de servicio de **US$ 5 millones**, por peajes de energía para clientes no regulados en el mercado local, debido al mayor uso de la red.

- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 157 millones**, respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por: menores costos por **US$ 259 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** mayor compra de energía de **US$ 23 millones**, producto de mayores precios medios de compra por **US$ 58 millones**, debido a reajuste por inflación, compensado por una disminución de compras física de energía (-83 GWh), debido a COVID-19, equivalente a **US$ 35 millone**s; **(ii)** aumento

de Otros aprovisionamientos variables y servicios debido a costos de construcción de CINIIF 12 por **US$ 61 millones**; y **(iii)** aumento en el costo de transporte de **US$ 18 millones** explicado por mayor tarifa de uso de redes.

- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US$ 9 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US$ 10 millones**.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US$ 8 millones** respecto del ejercicio 2019, principalmente por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US$ 33 millones**, compensado por: **(i)** incremento en el servicio de mantenciones por **US$ 12 millones**, debido a condiciones climáticas atípicas en la región que ponen en riesgo la calidad del servicio; (ii) campañas informativas externas relacionadas con la pandemia por **US$ 5 millones**; **(iii)** mayor gastos de servicios técnicos de **US$ 6 millones**; y **(iv)** mayores otros gastos asociados a seguros por **US$ 2 millones**.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria Enel Distribución Ceará alcanzó los **US$ 47 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 35 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US$ 16 millones**; **(ii)** menores ingresos por venta de energía por **US$ 2 millones**, debido principalmente a menores precios medios de venta por efecto de reajuste por inflación **US$ 4 millones,** compensado por un mayor volumen de ventas de energía **US$ 2 millones** (+21 GWh); **(iii)** mayores compras de energía por **US$ 42 millones**, principalmente por mayores compras por **US$ 27 millones** y mayores precios medios debido a reajuste por inflación por **US$ 15 millones**; **(iv)** incremento en los gastos de transporte por **US$ 7 millones**, debido a mayor tarifa por uso de redes; **(v)** aumento de gasto de personal por **US$ 3 millones** explicados principalmente debido a mayores costos de personal no recurrente por acuerdo que influyó en el valor de headcount; y **(vi)** aumento de otros gasto por naturaleza por **US$ 5 millones**, principalmente por **US$ 3 millones,** por efecto de las condiciones climáticas atípicas en la región que ponen en riesgo la calidad del servicio y mayores servicios técnicos por **US$ 2 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** aumento de otras prestaciones de servicios de **US$ 35 millones** por mayor ingreso con peajes de energía, debido a mayor uso de la red; y **(ii)** Otros ingresos de explotación por **US$ 5 millones**, principalmente por mayores multas por no pago o pago tardío.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Distribución Ceará	15,9%	13,9%	14,4%	4,01	3,96	1,4%

<u>Enel Distribución Goiás: Menor EBITDA de US$ 52 millones principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.</u>

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Goiás** disminuyeron en **US$ 152 millones** o un **9,9%** a diciembre 2020, y se explican principalmente por menores ingresos de **US$ 431 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores ventas de energía de **US$ 123 millones** fundamentalmente explicado por mayores ventas físicas de (+104 GWh) por **US$ 10 millones**, menores multas por calidad de servicios por **US$ 28 millones**, y mayores ingresos por **US$ 85 millones** debido a mayor reajuste tarifario respecto del año anterior ; **(ii)** mayores otros ingresos de explotación **US$ 134 millones** por aumento de ingresos por construcción por **US$ 142 millones**, por aplicación de CINIIF 12, compensado parcialmente menores ingresos por multa de reliquidación con clientes **US$ 8 millones**; y **(iii)** mayores ingresos por peajes de **US$ 22 millones**, debido a reajuste tarifario clientes libres.

- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 73 millones**, explicados fundamentalmente por **US$ 318 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores gastos de transporte por **US$ 38 millones**, por mayor tarifa de uso de redes; **(ii)** incremento en compras de energía por **US$ 66 millones**, por mayores precios medios; y **(iii)** aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US$ 141 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por **US$ 142 millones**.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US$ 16 millones**, explicados por: **(i) US$ 7 millones** de menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y **(ii)** disminución de gasto de personal de **US$ 9 millones**, explicados por menor plantilla y por menores gastos por horas extras producto de COVID-19; por **US$ 4 millones** por incremento en la activación de gastos de personal, y por mayores inversiones para mejorar la calidad del servicio por **US$ 5 millones**.

- Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 11 millones**, que se explican por **US$ 54 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior fue compensado parcialmente por: **(i)** mayores gastos de mantenciones y conservación de instalaciones eléctricas, servicios de lectura de medidores, atención a clientes y otros relacionados por **US$ 32 millones**; **(ii)** mayores costos por multas y contingencias por calidad de servicio por **US$ 8 millones**; y **(iii)** mayores gastos por **US$ 3 millones** explicado por otras actividades de marketing y canales virtuales relacionadas con el cliente.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Goiás** alcanzó los **US$ 65 millones**, lo que representa aumento de **US$ 35 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** mayor venta de energía de (+176 GWh) por **US$ 98 millones**, explicado principalmente por aumento de tarifa en venta de energía por mayor reajuste por inflación; y **(ii)** menores otros gastos por naturaleza por **US$ 23 millones**, que se explican principalmente por menores gastos del mantenimiento de la operación por Proyecto Task Force 2019 que en gran parte se realizó en el último trimestre de 2019. Todo lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores gastos por compra de energía en **US$ 54 millones**, debido mayores precios medios; **(ii)** mayores gastos de transporte por **US$ 15 millones**, por mayor tarifa uso de redes; y **(iii)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US$ 17 millones.**

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Distribución Goiás	11,4%	11,6%	(1,7%)	3,21	3,11	3,0%

Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo), Menor EBITDA de US$ 87 millones, principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense a pesar de las mayores ventas físicas y del efecto positivo de migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida.

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** disminuyeron en **US$ 741 millones**, respecto del ejercicio 2019. Las principales variaciones se explican a continuación: **(i)** menores ingresos por **US$ 954 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por **(i)** mayores ingresos por ventas de energía por **US$ 90 millones,** por efecto del aumento de precio medios de venta por **US$ 368 millones**, a pesar de las menores ventas físicas por **US$ 278 millones** (-2.798 GWh), debido a los impactos del COVID-19, **(ii)** mayores otras prestaciones de servicios en **US$ 67 millones**, debido a aumento de los precios medios de venta por servicios de peajes; y **(iii)** mayores otros ingresos de explotación en **US$ 56 millones** debido a mayores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF 12.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 493 millones**, respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por: menores costos por **US$ 682 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue compensado parcialmente por: **(i)** mayores compras de energía por **US$ 86 millones**, producto de menor hidrologia y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores con ocurrencia el último trimestre de 2020; **(ii)** mayores gastos de transporte por **US$ 47 millones** debido al aumento de las tarifas de uso de la red; y **(iii)** aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US$ 56 millones** debido a costos de construcción por la aplicación de CINIIF 12.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US$ 149 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por disminuciones por: **(i) US$ 43 millones** producto de los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii) US$ 89 millones** que corresponden a los efectos por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida; **(iii) US$ 4 millones** debido a mayor activación de costos

de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio; y **(iv) US$ 13 millones** por menores gastos debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US$ 13 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US$ 52 millones**, compensado con un aumento de gastos por **US$ 40 millones** principalmente por servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios técnicos.

- El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de Enel Distribución Sao Paulo alcanzó los **US$ 220 millones**, lo que representa un aumento de **US$ 19 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** aumento de ventas de energía de **US$ 123 millones**, por aumento de precio medios de venta, a pesar de las menores ventas físicas de (-217 GWh), principalmente por los impactos del COVID-19; **(ii)** mayores otras prestaciones de servicios en **US$ 26 millones**, debido a aumento de los precios medios de venta por servicios de peajes; y **(iii)** menores gastos de personal por **US$ 99 millones** y se explican principalmente por **US$ 89 millones** que corresponde a los efectos por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida; menores gastos por **US$ 4 millones** debido a mayor activación de costos de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio; y menores gastos por **US$ 6 millones** debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US$ 77 millones**; **(ii)** mayores compras de energía de **US$ 121** principalmente producto de menor hidrologia y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores; **(iii)** mayores gastos de trasporte por **US$ 19 millones**, debido al aumento de las tarifas de uso de la red; y **(iv) US$ 12 millones** de aumento en Otros gastos por naturaleza principalmente por servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios técnicos.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Distribución Sao Paulo	10,6%	9,6%	10,4%	7,90	7,78	1,5%

Colombia:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	**dic-19**	**Variación**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Variación**	**Var %**
Codensa	507	557	(50)	(8,9%)	129	153	(24)	(15,6%)
Total Segmento Distribución Colombia	**507**	**557**	**(50)**	**(8,9%)**	**129**	**153**	**(24)**	**(15,6%)**

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria **Codensa** en Colombia alcanzó los **US$ 507 millones** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 50 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables que explican este aumento se describen a continuación:

Codensa, Menor EBITDA de US$ 50 millones, principalmente por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación en Codensa disminuyeron en US$ 118 millones**, a diciembre de 2020 con respecto al año anterior, y se explican principalmente por **US$ 194 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** incremento de **US$ 44 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos; **(ii) US$ 6 millones** por mejores precios medios de venta por **US$ 13 millones**; a pesar de las menores ventas físicas por **US$ 7 millones** (-473 GWh), por impacto de COVID-19; **(iii)** aumento de **US$ 6 millones** por mayor ingreso por reconocimiento de la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), para la gestión de pérdidas según nueva resolución CREG 189 de diciembre de 2019; **(iv)** aumento de **US$ 11 millones** principalmente por mejor margen de tarjetas de crédito dado a partir de Noviembre de 2019 el inicio del nuevo modelo Open Book con Colpatria; y **(v)** mayor ingreso por comisión producto del cobro de aseo

municipal en las facturas de los clientes por **US$ 3 millones**; y **(vi)** otros ingresos de obras eléctricas y otros negocios por **US$ 6 millones**.

- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 76 millones** a diciembre de 2020 y se explican principalmente por **US$ 111 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** aumento de **US$ 10 millones** en compras de energía, originado principalmente por mayor precio medio de la energía, debido a las bajas reservas hídricas en el primer semestre del año 2020; **(ii)** aumento de gastos de transporte de energía por **US$ 17 millones** ocasionado por la entrada de nuevas unidades constructivas al sistema de transmisión nacional (STN); y **(iii)** por mayores costos de otros aprovisionamientos y servicios por **US$ 8 millones**, principalmente por contribuciones a entes reguladores, mayores impuestos, conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

- Los **gastos de personal** aumentaron en **US$ 8 millones**, principalmente por: **(i)** provisiones por reestructuración por **US$ 11 millones**, asociadas a los procesos de digitalización, por beneficio a los trabajadores; y **(ii) US$ 3 millones** de mayores gastos por ajuste salarial y beneficios adicionales derivados del Convenio Colectivo. Parcialmente compensado por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US$ 6 millones**.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US$ 1 millón,** se explican por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US$ 13 millones**, compensado por **US$ 12 millones** de mayores gastos, principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia ascendió a **US$ 129 millone**s el **cuarto trimestre de 2020**, registrando una disminución de **US$ 24 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019, explicado fundamentalmente por: **(i)** la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US$ 8 millones**; **(ii)** aumento de **US$ 7 millones** en compras de energía, originado principalmente por mayor precio medio de la energía; **(iii)** menor ingreso **US$ 5 millones** principalmente generado por el contrato de colaboración con Colpatria "Open Book"; y **(iv)** aumento del gasto de personal en **US$ 11 millones** principalmente por **provisiones** por reestructuración. Lo anterior fue parcialmente compensado por: aumento de ingreso por ventas de energía, de **US$ 7 millones**, explicado por mayores ventas físicas por (+31 GWh) y mejores precios medios de venta.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Codensa	7,6%	7,7%	(1,3%)	3,62	3,53	2,5%
Total Segmento Distribución Colombia	**7,6%**	**7,7%**	**-1,3%**	**3,62**	**3,53**	**2,5%**

Perú:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	**dic-19**	**Variación**	**Var %**	**4T2020**	**4T2019**	**Variación**	**Var %**
Enel Distribución Perú	215	257	(42)	(16,6%)	52	62	(11)	(15,2%)
Total Segmento Distribución Perú	**215**	**257**	**(42)**	**(16,6%)**	**52**	**62**	**(11)**	**(15,2%)**

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria E**nel Distribución Perú** alcanzó los **US$ 215 millones** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 42 millones** respecto del año anterior. Las variables que explican esta disminución se detallan a continuación:

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Perú disminuyeron en US$ 64 millones**, a diciembre de 2020, principalmente explicados por: **(i) US$ 42 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense; **(ii)** menores ventas de energía por **US$ 19 millones**, explicado por una disminución de ventas físicas **US$ 88 millones**(-633 GWh), por menor consumo de energía debido a la emergencia

sanitaria por COVID-19, los cuales fueron compensados por un incremento en el precio medio de energía de **US$ 69 millones**, debido a facturación de potencia de energía; y **(iii)** menores otros ingresos por **US$ 3 millones**, debido a negocios tradicionales tales como: conexiones, servicios complementarios así como en actividades de retail y menores aportes a organismos reguladores.

- Los **costos de explotación disminuyeron en US$ 20 millones** que se explican principalmente por: **US$ 27 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano. Lo anterior compensado parcialmente por mayores compras de energía por **US$ 7 millones**, explicados principalmente por mayores compras de energía producto del incremento del precio medio de compra debido a la actualización de los indexadores de compra de energía por **US$ 52 millones**, compensado parcialmente por menor compra física de energía por **US$ 45 millones** (-609 GWh), debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19.

- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US$ 2 millones**, explicado principalmente por efecto de conversión.

- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US$ 2 millones,** debido principalmente a mayores costos fijos de servicios de operación y mantenimiento por **US$ 4 millones**, compensado por efecto de conversión de **US$ 2 millones,** debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

El **EBITDA** correspondiente al cuarto trimestre de 2020 de nuestra subsidiaria de distribución en Perú alcanzó los **US$ 52 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 11 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i) US$ 4 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense; y **(ii)** aumento de compras de energía de **US$ 10 millones**, debido un mayor precio medio de compra de energía de **US$ 14 millones**, compensado por menores compras físicas de energía por **US$ 4 millones** (-59,2 GWh), debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores ingresos por ventas de energía de **US$ 2 millones**, debido principalmente al incremento en el precio medio de venta de energía; y **(ii)** mayores ingresos por otras prestaciones de servicios **US$ 3 millones**, principalmente mayor reconocimiento de movimiento de redes por obras Espejo Chillón.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Distribución Perú	8,8%	8,2%	7,3%	1,46	1,43	1,5%
Total Segmento Distribución Perú	**8,8%**	**8,2%**	**7,3%**	**1,46**	**1,43**	**1,5%**

Depreciación, amortización y deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro,

y EBIT para las subsidiarias del Grupo Enel Américas, en términos trimestrales y acumulados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

	Cifras Acumuladas (en millones de US$)					
	dic-20			dic-19		
SEGMENTO DE NEGOCIO	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	140	(87)	53	245	(90)	155
Brasil	297	(24)	273	321	(33)	288
Colombia	673	(67)	606	710	(74)	636
Perú	272	(64)	208	322	(67)	255
Total Segmento de Generación y Transmisión	**1.383**	**(241)**	**1.141**	**1.597**	**(264)**	**1.333**
Distribución:						
Argentina	50	(118)	(68)	307	(96)	211
Brasil	1.087	(533)	554	1.383	(677)	706
Colombia	507	(132)	375	557	(126)	431
Perú	215	(72)	143	257	(61)	196
Total Segmento de Distribución	**1.859**	**(855)**	**1.004**	**2.504**	**(960)**	**1.544**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(87)	(4)	(91)	(107)	(3)	(111)
Total Consolidado Enel Américas	**3.154**	**(1.100)**	**2.053**	**3.993**	**(1.227)**	**2.767**

	Cifras Trimestrales (en millones de US$)					
	4T2020			4T2019		
SEGMENTO DE NEGOCIO	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	25	(19)	6	84	(30)	54
Brasil	131	(5)	126	70	(8)	62
Colombia	161	(18)	143	155	(19)	136
Perú	72	(18)	54	102	(17)	85
Total Segmento de Generación y Transmisión	**388**	**(60)**	**328**	**411**	**(74)**	**337**
Distribución:						
Argentina	23	(51)	(28)	36	(27)	9
Brasil	387	(127)	260	397	(270)	127
Colombia	129	(28)	101	153	(26)	127
Perú	52	(21)	31	62	(15)	47
Total Segmento de Distribución	**590**	**(227)**	**363**	**648**	**(338)**	**310**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(1)	(22)	(37)	(3)	(40)
Total Consolidados Enel Américas	**957**	**(288)**	**670**	**1.023**	**(416)**	**608**

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **US$ 1.100 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, disminuyendo en **US$ 127 millones** con respecto al año 2019. Se explica principalmente por:

- **La depreciación y amortización** ascendió a **US$ 858 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 90 millones** con respecto a diciembre de 2019. Lo anterior se explica fundamentalmente por: **(i)** Enel Distribución Sao Paulo por **US$ 42 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por

US$ 49 millones, compensado con mayores depreciaciones de **US$ 7 millones**, debido a mayores inversiones en el período; **(ii)** Enel Distribución Río por **US$ 21 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US$ 25 millones** y compensado con mayores depreciaciones de **US$ 4 millones**; **(iii)** Enel Distribución Goias por **US$ 14 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US$ 20 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US$ 6 millones**, debido a mayores activaciones; y **(iv)** Enel Distribución Ceará por **US$ 8 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión por devaluación del real brasileño por **US$ 18 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US$ 10 millones**, debido a mayores activaciones.

- Por su parte, **las pérdidas por deterioro por aplicación de NIIF 9, sobre activos financieros**, ascendieron a **US$ 242 millones** a diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US$ 37 millones** con respecto al ejercicio 2019, que se explica principalmente por: **(i)** Enel Distribución Goiás por **US$ 92 millones**, que decrece debido a que en el año 2019 se registró un deterioro extraordinario asociado a cuentas por cobrar al estado de Goiás, referentes al Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (FUNAC); y **(ii)** principalmente por efectos de conversión de las monedas funcionales respecto del dólar estadounidense por **US$ 54 millones**. Lo anterior compensado por una mayor pérdida por deteriroro como consecuencia de COVID-19, destacando las siguientes: Enel Distribución Rio por **US$ 39 millones**, Enel Distribución Ceará por **US$ 28 millones**, Enel Distribución Sao Paulo por **US$ 20 millones**, Codensa por **US$ 11 millones** y Enel Distribución Perú por **US$ 10 millones**.

Respecto al **cuarto trimestre de 2020**, la depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US$ 288 millones**, registrando una disminución de **US$ 128 millones** con respecto a igual trimestre de año 2019. Esta variación se explica principalmente por:

Disminución de las **depreciaciones y amortizaciones por US$ 55 millones** provenientes fundamentalmente de: los efectos de conversión de las monedas funcionales en los países en que operamos, fundamentalmente en las subsidiarias en Brasil por **US$ 32 millones** y en Argentina por **US$ 18 millones**.

De igual manera los d**eterioros reconocidos por NIIF 9** disminuyeron en **US$ 73 millones**, principalmente proveniente de las subsidiarias de distribución en los distintos países los cuales está presente el grupo, que se detalla en: **(i)** disminución en Enel Distribución Goiás, debido fundamentalmente a una provisión extraordinaria registradaen el año 2019, asociada al Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (FUNAC), por un monto de **US$ 92 millones;** y **(ii)** efecto de conversión de **US$ 26 millones**, por la devaluación del real brasileño y el peso argentino con respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, compensado por un incremento de deterioro de cuentas por cobrar en: Enel Distribución Río por **US$ 26 millones**; y en Edesur por **US$ 18 millones**, ambos por los efectos de COVID-19.

Resultado No Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de Enel Américas, desglosado por país, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	86	122	(36)	(29,5%)	45	23	22	95,7%
Brasil	211	291	(80)	(27,5%)	91	59	32	54,2%
Colombia	14	12	2	16,7%	3	1	2	200,0%
Perú	7	9	(2)	(22,2%)	2	2	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	3	16	(13)	(81,3%)	(1)	5	(6)	(120,0%)
Total Ingresos Financieros	**321**	**450**	**(128)**	**(28,5%)**	**140**	**90**	**50**	**55,9%**
Gastos Financieros:								
Argentina	(148)	(189)	41	(21,7%)	(71)	(6)	(65)	1083,3%
Brasil	(415)	(679)	264	(38,9%)	(117)	(113)	(4)	3,5%
Colombia	(132)	(152)	20	(13,2%)	(27)	(36)	9	(25,0%)
Perú	(31)	(39)	8	(20,5%)	(7)	(9)	2	(22,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)	(29)	(13)	44,8%	(16)	(7)	(9)	128,6%
Total Gastos Financieros	**(768)**	**(1.088)**	**319**	**(29,4%)**	**(238)**	**(171)**	**(67)**	**39,4%**
Diferencias de cambio:								
Argentina	52	104	(52)	(50,0%)	21	15	6	40,0%
Brasil	(89)	14	(103)	(735,7%)	56	7	49	700,0%
Colombia	(1)	-	(1)	0,0%	3	2	1	50,0%
Perú	(1)	-	(1)	0,0%	(2)	-	(2)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	97	20	77	385,0%	(28)	5	(33)	(660,0%)
Total Diferencias de Cambio	**57**	**137**	**(80)**	**(58,3%)**	**50**	**29**	**21**	**70,5%**
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	**77**	**124**	**(48)**	**(38,4%)**	**19**	**0**	**19**	**100,0%**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(313)**	**(377)**	**63**	**(16,8%)**	**(28)**	**(51)**	**24**	**(44,4%)**
Otras ganancias (pérdidas):								
Argentina	-	1	(1)	(100,0%)	-	1	(1)	(100,0%)
Brasil	1	2	(1)	(50,0%)	-	2	(2)	(100,0%)
Colombia	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Perú	4	11	(7)	100,0%	1	11	(10)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	**5**	**14**	**(9)**	**(67,1%)**	**1**	**14**	**(13)**	**(92,9%)**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	3	-	3	100,0%	-	-	-	0,0%
Brasil	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Colombia	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Perú	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	**3**	**-**	**3**	**100,0%**	**-**	**-**	**-**	**0,0%**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**8**	**14**	**(6)**	**(42,9%)**	**1**	**14**	**(13)**	**(94,7%)**
Resultado Antes de Impuesto	**1.748**	**2.406**	**(658)**	**(27,4%)**	**642**	**572**	**72**	**12,3%**
Impuestos:								
Argentina	(36)	(132)	96	(72,7%)	5	(13)	18	(138,5%)
Brasil	(148)	314	(462)	(147,1%)	(116)	501	(617)	(123,2%)
Colombia	(287)	(302)	15	(5,0%)	(73)	(77)	4	(5,2%)
Perú	(92)	(125)	33	(26,7%)	(25)	(34)	9	(26,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(4)	10	(14)	(140,0%)	(1)	-	(1)	(100,0%)
Total Impuesto sobre Sociedades	**(567)**	**(236)**	**(331)**	**139,7%**	**(210)**	**377**	**(587)**	**(155,7%)**
Resultado después de impuestos	**1.181**	**2.170**	**(989)**	**(45,6%)**	**432**	**948**	**(516)**	**(54,4%)**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**825**	**1.614**	**(789)**	**(48,9%)**	**339**	**792**	**(454)**	**(57,3%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	356	556	(200)	(35,9%)	94	156	(62)	40,0%

Resultado Financiero

El resultado financiero acumulado al 31 de diciembre de 2020 ascendió a una pérdida de **US$ 313 millones**, lo que representa una disminución de **US$ 63 millones** respecto al año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

- **Menores ingresos financieros por US$ 128 millones**, principalmente explicados por: **(i)** menores ingresos por **US$ 32 millones** atribuibles a **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente debido a los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US$ 27 millones** y menores ingresos por **US$ 5 millones** por menor rendimiento de inversiones financieras; **(ii)** menores ingresos por **US$ 16 millones** en **Enel Distribución Río**, por efectos de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(iii)** menores ingresos por **US$ 6 millones** en **Enel Cien**, principalmente por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS; **(iv)** menores ingresos en **Enel Generación Fortaleza** por **US$ 17 millones**, principalmente por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS sobre ICMS registrado en el año 2019 por **US$ 13 millones**; **(v)** menores ingresos en Edesur por **US$ 12 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US$ 5 millones** y menores intereses cobrados por mora de clientes por **US$ 7 millones**; **(vi)** menores ingresos en nuestras subsidiaras de generación en Argentina por **US$ 26 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US$ 21 millones** y por menores intereses de la cuentas por cobrar a VOSA respecto del año anterior por **US$ 30 millones**, compensado por un ingreso financiero por **US$ 25 millones**, originado en el cambio de método para valorizar las inversiones en Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín, que por la pérdida de influencia significativa en dichas sociedades pasaron de estar valorizadas a valor proporcional a valorizarse a su valor razonable con cambios en resultados; y **(vii)** menores ingresos en Enel Américas por **US$ 12 millones**, principalmente por menores colocaciones financieras.

  Durante el **cuarto trimestre de 2020, los ingresos financieros aumentaron por US$ 50 millones**, principalmente explicados por: **(i) US$ 33 millones** de mayores ingresos en el Grupo Enel Brasil, principalmente explicado por incremento en actualización de los activos financieros asociados a activos en concesión por CINIIF 12 de **US$ 57 millones**, compensado por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US$ 25 millones**; y **(ii)** mayores ingresos en nuestras subsidiarias de generación en Argentina por **US$ 20 millones**, principalmente debido a ingreso financiero por cambio de método para valorizar las inversiones en Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por **US$ 25 millones** y por incremento en rendimiento de inversiones financieras por **US$ 10 millones**, compensado por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 15 millones**.

- **Menores gastos financieros por US$ 319 millones** principalmente atribuibles a: **(i)** menores gastos financieros en **Enel Brasil** de **US$ 160 millones**, relacionados principalmente a la deuda que existía con Enel Finance International y que fue cancelada el 7 de julio de 2019 por **US$ 151 millones** y por los efectos de conversión de **US$ 9 millones**, debido a la devaluación del real brasileño; **(ii)** menores gastos por **US$ 49 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por efectos de la devaluación del real brasileño por **US$ 53 millones**, compensado por mayores gastos por actualizaciones de contingencias civiles y laborales por **US$ 4 millones**; **(iii)** menores gastos en E**nel Distribución Rí**o por **US$ 27 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US$ 28 millones**; **(iv)** menores gastos en **Enel Distribución Goias** por **US$ 27 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US$ 20 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense y menores gastos por deuda bancarias por **US$ 7 millones**; **(v)** menores gastos en **Enel Distribución Ceará** por **US$ 14 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US$ 12 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto mismo período del año anterior; **(vi)** menores gastos en **Enel Generación Costanera** por **US$ 16 millones**, fundamentalmente por **US$ 11 millones,** de menores gastos por deuda con Cammesa y efecto por conversión de **US$ 5 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; **(vii)** menores gastos en **Enel Generación el Chocón** por **US$ 16 millones**, fundamentalmente por menores gastos por deuda con Cammesa; **(viii)** menores gastos en **Edesur** por **US$ 20 millones**, fundamentalmente por **US$ 60 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado por **US$ 40 millones** de mayores gastos por actualizaciones de multas y deuda con Cammesa; **(ix)** menores gastos en **Emgesa** por **US$ 12 millones**, por efectos de conversión por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar por **US$ 10 millones** y por menores gastos por deuda bancaria por **US$ 2 millones**; y **(x)** menores gastos en **Codensa** por **US$ 8 millones**, principalmente por efectos de conversión del peso colombiano por **US$ 6 millones** y por menor deuda financiera por **US$ 2 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores gastos en **EGP Cachoeira Dourada** por **US$ 14 millones**, principalmente por incremento en la actualización de garantía GSF de acuerdo a normativa eléctrica brasileña por **US$ 19 millones**, compensado por efectos de conversión de **US$ 5 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y **(ii)** mayores gastos en **Enel**

Américas individual por **US$ 12 millones**, principalmente explicado por retenciones de impuestos sobre dividendos de subsidiarias en Argentina y Perú.

Durante el **cuarto trimestre de 2020**, **los gastos financieros aumentaron en US$ 67 millones** principalmente atribuibles a: **(i) EGP Cachoeira Dourada** por **US$ 13 millones**, principalmente debido a incremento en la actualización de garantía GSF de acuerdo a normativa eléctrica brasileña por **US$ 19 millones**, compensado por efecto de conversión de **US$ 3 millones**; **(ii) Enel Generación Costanera** por **US$ 10 millones**, debido a mayores intereses con Cammesa; **(iii) Enel Generación Chocón** por **US$ 22 millones**, explicado por mayores gastos por intereses con Cammesa; y **(iv) Edesur** por **US$ 18 millones** debido a incremento de intereses por deuda con Cammesa por **US$ 57 millones**, compensado por **US$ 33 millones** por efecto de conversión por devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y menor actualización financiera de provisiones por **US$ 6 millones**.

- **Menores resultados positivos por diferencias de cambio** por **US$ 80 millones**, respecto del ejercicio anterior, debido principalmente a: **(i)** diferencias de cambio negativas por **US$ 74 millones**, proveniente de nuestras subsidiarias de generación en Argentina, principalmente relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina por **US$ 75 millones**; **(ii) Enel Brasil como sociedad holding**, por **US$ 42 millones** relacionado con actualización de proveedores de servicios por **US$ 56 millones**, compensado por efecto de conversión de **US$ 14 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado con menores diferencias de cambio negativas en **Enel Américas** por **US$ 34 millones**, debido principalmente a menores colocaciones en moneda nacional efectuadas en 2019 durante el proceso de aumento de capital.

  Durante el **cuarto trimestre de 2020, las diferencias de cambio presentaron mayores resultados positivos por US$ 21 millones netos**, principalmente atribuibles a: **(i) US$ 10 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, referente a efecto de derivados de cobertura por **US$ 12 millones**, compensado por **US$ 2 millones** de efecto de conversión; y **(ii) Enel Brasil como sociedad holding**, por **US$ 11 millones**, también relacionados con derivados de cobertura existentes hasta el año 2019, por **US$ 14 millones**, compensado por efecto de conversión de **US$ 3 millones**.

- **Los resultados por reajustes disminuyeron en US$ 47 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre.

  Durante el **cuarto trimestre de 2020, los resultados por reajustes aumentaron en US$ 19 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 en Argentina.

Impuesto a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los **US$ 567 millones**, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2020, lo que representa un aumento de **US$ 330 millones** respecto del año anterior, **(i)** principalmente por mayores gastos en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 538 millones**, de los cuales **US$ 553 millones** se originaron por utilidad por impuestos diferidos registrada en 2019, la cual surgió por la fusión con **Enel Sudeste**, compensado con los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US$ 15 millones**; y **(ii)** mayores gastos en **Central Dock Sud** por **US$ 13 millones**, que se explica por un beneficio fiscal originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales, registrado en 2019 por **US$ 25 millones** compensado con los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 12 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** menores gastos en **Enel Cien** por **US$ 47 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros respecto del año anterior por **US$ 30 millones** y **US$ 17 millones** de mayor gasto registrado en 2019 producto de castigos de cuentas a cobrar no deducibles fiscalmente; **(ii)** menores gastos en **Enel Distribución Río** por **US$ 31 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros; **(iii)** menores gastos en **Edesur** por **US$ 54 millones**, principalmente por menores resultados financieros producto de los activos y pasivos regulatorios registrados como utilidad en 2019 por **US$ 44 millones** más los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 10 millones**; **(iv)** menores gastos en **Enel Generación Perú** por **US$ 14 millones**, principalmente por provisión de contingencia legal con Electroperú; **(v)** menores gastos en **Enel Distribución Perú** por **US$ 17 millones**, debido menores resultados financieros; **(vi)** menores gastos en **Codensa** por **US$ 24 millones**, debido a menores resultados financieros por **US$ 12 millones** y menores efectos por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US$ 12 millones**; y **(vii)** menores gastos en **Enel Generación Costanera** por **US$ 33 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros por **US$ 36 millones** y compensado por los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 3 millones**.

El **cuarto trimestre de 2020**, el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los **US$ 210 millones**, lo que representa un aumento de **US$ 586 millones** respecto de igual período trimestral del año anterior, principalmente por: **(i)** mayores gastos en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 575 millones**, de los cuales **US$ 553 millones** se originaron por utilidad registrada en 2019 de los impuestos diferidos que surgió de la fusión con Enel Sudeste, por mejores resultados financieros por **US$ 12 millones** y **US$ 10 millones** de efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii)** mayores gastos en **Enel Distribución Goías** por **US$ 54 millones**, principalmente explicado por mejores resultados financieros respecto de igual trimestre del año anterior por **US$ 56 millones**, compensado con **US$ 2 millones** de efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(iii)** mayores gastos en **EGP Cachoeira Dourada por US$ 21 millones**, debido a mejores resultados financieros por **US$ 28 millones**, compensado por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US$ 7 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado con menores gastos en: **(i) Enel Cien** por **US$ 49 millones** por menores resultados financieros por **US$ 55 millones**, compensado por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US$ 6 millones**; y **(ii)** menores gastos en **Edesur** por **US$ 20 millones**, principalmente por menores resultados financieros por **US$ 22 millones**, compensado por los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US$ 2 millones**.

2. Análisis del estado de situación financiera

ACTIVOS (en millones de US$)	dic-20	dic-19	Variación	Var %
Activos Corrientes	6.179	6.581	(402)	(6,1%)
Activos No Corrientes	20.754	23.195	(2.441)	(10,5%)
Total Activos	**26.934**	**29.776**	**(2.843)**	**(9,5%)**

El total de activos de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020 disminuyó en **US$ 2.843 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2019, principalmente como consecuencia de:

Los **Activos Corrientes** presentan una disminución de **US$ 402 millones,** equivalente a un 6,1%, principalmente explicado por:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por US$ 432 millones**, compuesto principalmente por: **(1) Ingreso neto de flujos operacionales por US$ 2.426 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; (**2) salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US$ 1.187 millones**, que corresponden a: obtención de financiamiento por **US$ 1.646 millones**, correspondientes a créditos bancarios; **US$ 294 millones** por préstamos de empresas relacionadas correspondiendo **US$ 150 millones** de (EFI) a **Enel Américas** y **US$ 144 millones** de (EFI) a **Enel Distribución Rio**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** pagos de préstamos por **US$ 1.776 millones**, que incluye **US$ 1.220 millones** de créditos bancarios, **US$ 486 millones** de bonos y **US$ 69 millones** de otras fuentes de financiamiento; **(ii)** pago de dividendos por **US$ 1.057 millones; (iii)** pago de intereses por **US$ 327 millones**; **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US$ 77 millones** y; **(v)** Otras entradas de efectivo por **US$ 110 millones**.; **(3) salidas netas de flujos por actividades de inversión por US$ 1.536 millones**, que corresponden a: **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US$ 814 millones**, **(ii)** pagos por incorporación de activos intangibles por **US$ 740 millones**, **(iii)** inversiones a más de 90 días por **US$ 216 millones** y **US$ 5 millones** por pagos de contratos de derivados. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: **(i)** Intereses recibidos por **US$ 43 millones**, **(ii)** rescate de inversiones a más de 90 días por **US$ 176 millones**, y **(iii)** cobros procedentes de reembolsos de anticipos y préstamos concedidos a terceros **US$ 21 millones**; y **(4)** disminución de **US$ 135 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo.

- **Aumento de Otros activos financieros Corrientes por US$ 110 millones**, corresponden principalmente a colocaciones a más de 90 días, según el siguiente detalle: **(i) Enel Distribución Rio** por **US$ 59 millones**; **(ii)** en **Enel Distribución Ceará** por **US$ 11 millones**; **(iii) Edesur** por **US$ 23 millones**; y **(iv) Enel Generación Costanera** por **US$ 25 millones**.

- **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por US$ 75 millones**, corresponden principalmente a mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS en nuestras filiales brasileñas por **US$ 55 millones**; y mayores gastos anticipados de **US$ 35 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por los efectos de conversión de las monedas extranjeras respecto del dólar estadounidense por **US$ 20 millones**.

- **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US$ 270 millones**, que se explica principalmente por los efectos de conversión en nuestras filiales en Brasil por **US$ 569 millones**, producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Además se generaron menores cuentas por cobrar debido principalmente al registro de las pérdidas por deterioro por la aplicación de la NIIF 9 por **US$ 242 millones** ocurridas en el ejercicio 2020, producto principalmente por el COVID-19; . Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores cuentas a cobrar en: **(i) EGP Cachoeira Dourada por US$ 354**

millones, debido a mayores precios medios de venta y mayor comercialización de energía; en **(ii) Codensa** por **US$ 94 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos y mejores precios medios de venta; **(iii) Enel Distribución Goiás** por **US$ 66 millones** debido a mayores encargos sectoriales y mayores servicios de peaje debido a reajuste tarifario clientes libres; y **(iv)** mayores cuentas por cobrar en **Enel Distribución Perú** por **US$ 24 millones** por mayores precios medios de venta.

- **Aumento de Inventarios por US$ 75 millones**, corresponden principalmente a mayor stock de repuestos y materiales eléctricos en: **(i) Grupo Enel Brasil** por **US$ 39 millones**, **(ii) Codensa** por **US$ 15 millones**, **(iii) Central Dock Sud** por **US$ 17 millones**.

Disminución de los Activos No Corrientes por US$ 2.441 millones, equivalente a un 10,5%, principalmente por:

- **Disminución de Otros activos financieros no corrientes por US$ 259 millones**, principalmente explicado por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF 12 en las sociedades de distribución en Brasil por **US$ 543 millones**, compensado con aumento por **US$ 260** millones por mayores inversiones. Adicionalmente aumento en **Enel Generación Costanera**, **Enel Generación El Chocón** y en **Central Dock Sud por US$ 25 millones**, debido al cambio de valoración de las inversiones en Centrales Termoeléctricas Belgrano y Central San Martin, desde inversiones valorizadas a valor proporcional a inversiones a valor razonable con cambios en resultados, producto de la pérdida de influencia significativa en dichas sociedades.

- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US$ 403 millones**, que se explica principalmente por **(i)** los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US$ 598 millones**; **(ii)** menores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por traspaso al corto plazo en **Enel Distribución Ceará** por **US$ 78 millones** y por traspaso de activos en construcción a activos intangibles en **Enel Distribución Rio** por **US$ 46 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento de **US$ 288** millones en **Enel Distribución Sao Paulo**, por reconocimiento de impuestos PIS y COFINS y por un aumento de traspasos de activos en construcción a activos intangibles en **Enel Distribución Goiás** por **US$ 42 millones**.

- **Disminución Activos Intangibles distintos de la plusvalía** por **US$ 1.003 millones** compuesto principalmente por: **(i)** disminución por **US$ 1.216 millones** en los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, principalmente en Brasil; **(ii)** amortización del ejercicio por **US$ 392 millones**, y **(iii)** otras disminuciones por **US$ 226 millones**, principalmente por traspasos a activos financieros por el monto estimado a recuperar al término de la concesión por aplicación de la CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento de **US$ 821 millones**, por nuevas inversiones.

- **Disminución de Plusvalía por US$ 228 millones**, explicado por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.

- **Disminución de Propiedades, plantas y equipos por US$ 409 millones** compuesto principalmente por **(i)** disminución por **US$ 982 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, **(ii)** depreciación del ejercicio por **US$ 445 millones**, y **(iii)** otras disminuciones por **US$ 60 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** aumento de **US$ 607 millones** por nuevas inversiones; y **(ii)** otros incrementos por inflación de **US$ 471 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas.

- **Disminución de Activos por Impuestos Diferidos por US$ 94 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US$)	dic-20	dic-19	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.277	6.736	541	8,0%
Pasivo No Corriente	9.323	10.794	(1.472)	(13,6%)
Patrimonio Total	10.334	12.246	(1.912)	(15,6%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	8.106	9.966	(1.860)	(18,7%)
Participaciones no controladoras	2.228	2.280	(52)	(2,3%)
Total patrimonio y Pasivos	**26.934**	**29.776**	**(2.842)**	**(9,5%)**

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de diciembre de 2020 disminuyeron en **US$ 2.842 millones** respecto de diciembre 2019, principalmente como consecuencia de:

Los Pasivos Corrientes aumentaron en US$ 541 millones, explicado principalmente por:

- **Aumento de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US$ 417 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por: **(i)** aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 310 millones**, principalmente por traspasos de deuda desde largo plazo por **US$ 223 millones**, aumento de deuda financiera con Fundación Cesp por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida, por **US$ 65 millones**, y,captación de nuevos de préstamos por **US$ 39 millones**, neto de sus pagos e intereses devengados. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$ 17 millones** debido a la conversión de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **ii)** aumento en **Enel Distribución Ceará** por **US$ 66 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US$ 54 millones** netos de sus pagos e intereses devengados, traspasos desde largo plazo por **US$ 34 millones,** efectos que fueron compensados por **US$ 22 millones** de efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense;**(iii)** aumento en **Emgesa** por **US$ 164 millones**, principalmente por traspaso desde largo plazo de obligaciones por bonos por **US$ 156 millones**, neto de sus pagos y **US$ 8 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde el peso colombiano; **iv)** aumento en Codensa por **US$ 120 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US$ 114 millones**, netos de pagos y traspasos desde largo plazo y por **US$ 6 millones** debido a los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional; **v)** aumento en **Enel Perú** por **US$ 148 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US$ 153 millones** compensado por **US$ 5 millones** de efecto de conversión del nuevo sol peruano respecto del dólar estadounidense; **vi)** aumento en **Enel Generación Piura** por **US$ 25 millones**, por captación de nuevos préstamos. Lo anterior parcialmente compensado por disminuciones en; **(i) Enel Distribución Goiás** por **US$ 289 millones**, principalmente por amortizaciones de créditos por **US$ 388 millones**, neto de sus diferencias de cambio por **US$ 68 millones**; **US$ 77 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional, compensado por traspasos de deuda desde largo plazo por **US$ 176 millones**; **(ii) Enel Distribución Rio** por **US$ 42 millones** principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional por **US$ 50 millones**, compensado parcialmente por traspasos desde largo plazo de préstamos bancarios por **US$ 176 millones**, captación de nuevos préstamos por **US$ 39 millones**, menos pagos de préstamos por **US$ 207 millones**; **(iii) Enel Generación Fortaleza** por **US$ 60 millones** principalmente por pagos de préstamos por **US$ 47 millones** neto de efecto de tipo de cambio por su deuda en moneda extranjera por **US$ 12 millones**, y por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional por **US$ 13 millones**; y **(iv) Enel Américas por US$ 23 millones** principalmente por amortizaciones de créditos por **US$ 516 millones**, compensado con obtención de nuevos créditos por **US$ 481 millones** e intereses devengados por **US$ 12 millones**.

- **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US$ 174 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por aumento en **(i) EGP Cachoeira Dourada** por **US$ 346 millones**, debido principalmente a mayores compras de energía por **US$ 387 millones** compensado por efectos de conversión por **US$ 41 millones** producto de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense; **(ii)** aumento por **US$ 22 millones** en **Codensa** debido principalmente a mayores cuentas a pagar de proveedores y pagos de dividendos por **US$**

32 millones, compensado por efectos de conversión por **US$ 10 millones** producto de la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por disminuciones en **(i) Distribución Sao Paulo** por **US$ 74 millones**, correspondiente a **US$ 255 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, compensado por **US$ 181 millones**, que corresponden a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(ii) Enel Distribución Rio** por **US$ 49 millones**, principalmente por **US$ 73 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño, compensados por **US$ 24 millones** de mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(iii) Enel Distribución Ceará** por **US$ 39 millones**, que incluye **US$ 72 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño, compensados por **US$ 33 millones** de mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(iv) Enel Distribución Perú** por **US$ 18 millones**, por menores cuentas a pagar de proveedores; y **(v) Enel Américas por US$ 15 millones**, principalmente por pago de dividendos a terceros.

- **Aumento Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US$ 103 millones**, principalmente por **(i)** aumento de **US$ 150 millones** correspondiente a préstamo obtenido por **Enel Américas de Enel Finance Internacional (EFI)**; **(ii)** aumento de cuentas por pagar por compra de energía por **US$ 22 millones** a filiales de EGP en Colombia y Brasil; y **(iii)** mayores cuentas por pagar por **US$ 53 millones** a **Enel Global Services**, por servicios técnicos e informáticos. Lo anterior compensado parcialmente por menores cuentas por pagar por **US$ 116 millones**, correspondientes a menores pagos de dividendos a Enel SpA.

- **Disminución Otras provisiones corrientes por US$ 66 millones** principalmente en **Enel Distribución Sao Paulo por US$ 67 millones**, de los cuales **US$ 32 millones** corresponden a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US$ 35 millones** por pago de provisiones laborales y civiles.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes** por **US$ 54 millones** explicado fundamentalmente por disminución en **(i) Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 34 millones**, de los cuales **US$ 26 millones** son por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US$ 8 millone**s por pagos de impuestos PIS/COFINS e ICMS; **(ii) Enel Distribución Ceará** por **US$ 12 millones**, de los cuales **US$ 6 millones** corresponde a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US$ 6 millones** a pagos de impuestos; y **(iii) Enel Distribución Rio** por **US$ 8 millones**, que corresponden a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño por **US$ 5 millones** y pagos de impuestos por **US$ 3 millones**.

Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en US$ 1.472 millones, equivalente a un **13,6%**, de variación explicado principalmente por:

- **Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US$ 944 millones**, principalmente explicado por: **(i)** disminución en **Enel Distribución Sao Paulo por US$ 203 millones**, de los cuales **US$ 202 millones** se explican por el efecto de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Además aumentó la deuda con Fundación Cesp por **US$ 112 millones**, debido a migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida, la cual fue totalmente compensada por traspasos al corto plazo de deuda por bonos; **(ii)** disminución en **Enel Distribución Goiás** por **US$ 189 millones,** explicado por **US$ 176 millones** por traspaso de préstamos bancarios a corto plazo y por **US$ 61 millones** por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, compensado por nuevos financiamientos y por efectos de tipo de cambio para deuda en moneda extranjera por **US$ 48 millones**; **(iii)** disminución en **Enel Distribución Río por US$ 216 millones**, que incluye **US$ 118 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño y **US$ 176 millones** por traspaso de préstamos bancarios al corto plazo, compensados con nueva captación por **US$ 38 millones** y mayores efectos de tipo de cambio por **US$ 40 millones** por deuda moneda extranjera; **(iv)** disminución en **Enel Distribución Ceará** por **US$ 133 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño por **US$ 102 millones** y traspasos a corto plazo de préstamos bancarios por **US$ 34 millones**; **(v)** disminución **Enel Green Power Volta Grande** por **US$ 49 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño; y **(vi)** disminución en **Emgesa** por **US$ 273 millones**,

principalmente por traspaso de deuda por bonos al corto plazo por **US$ 223 millones** y por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense por **US$ 50 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por aumento en **Codensa** por **US$ 121 millones** principalmente por nuevas captaciones, neto de sus traspasos al corto plazo de bonos por **US$ 134 millones** compensado por de los efectos de la conversión del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US$ 13 millones**.

- **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US$ 275 millones**, que se explica por **(i)** disminución debido a los efectos de la devaluación de las distintas monedas en que operamos respecto del dólar estadounidense por **US$ 527 millones**; **(ii) US$ 62 millones** en **Enel Distribución Goiás** principalmente por traspasos al corto plazo de cuentas a pagar por proveedores de energía e impuesto PIS COFINS; **(iii)** por **US$ 23 millones** en **Enel Distribución Ceará** principalmente por traspaso al corto plazo de efecto PIS y COFINS y cuentas por pagar; y **(iv) US$ 20 millones** en **Edesur**, por menores cuentas por pagar a CAMMESSA y otras cuentas por pagar. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 352 millones**, principalmente por impuestos PIS y COFINS y cuentas por pagar por energía neto de sus traspasos al corto plazo.

- Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por **US$ 144 millones** que se explica por préstamo de EFI a Enel Distribución Rio.

- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US$ 142 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, como sigue: **(i) Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 81 millones**; y **(ii)** en **Enel Distribución Goiás por US$ 69 millones.** Adicionalmente menores provisiones de desmantelamiento en **Enel Generación Perú** por **US$ 23 millones**, debido a exceso de provisión efectuada en 2019 . Lo anterior parcialmente compensado por aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US$ 27 millones**, de mayores provisiones de litigios laborales y civiles.

- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US$ 212 millones**, explicado principalmente por nuestra filial brasileña **Enel Distribución Sao Paulo por US$ 201 millones**, que incluye los efectos de la conversión del real brasileño con respecto al dólar estadounidense por **US$ 339 millones**, y traspaso a deuda financiera por **US$ 177 millones**, producto de la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida hacía Fundación Cesp. Lo anterior parcialmente compensado por actualización de valoración actuarial de los pasivos post empleo por **US$ 315 millones**.

El Patrimonio Total disminuyó en US$ 1.912 millones, explicado por:

- **El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en US$ 1.860 millones** principalmente por **(i)** disminución de capital inicial **US$ 21 millones** que corresponden a gastos de emisión y colocación de acciones realizados durante 2019, los cuales fueron imputados al capital durante el presente ejercicio, post aprobación en Junta Extraordinaria de Accionistas realizada en diciembre de 2020; **(ii)** disminución de otras reservas por **US$ 1.781 millones**, principalmente por diferencias de conversión por **US$ 2.025 millones**, **US$ 8 millones** correspondiente a reservas de cobertura de flujo de efectivo, compensados por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina por **US$ 252 millones**; **(iii)** disminución de **US$ 570 millones** por el pago de dividendos y **(iv)** disminución de reservas por la aplicación de la NIC 19 "Beneficios a los empleados", debido al registro de pérdidas actuariales por **US$ 313 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por aumento de la utilidad del período por **US$ 825 millones**.

- Las participaciones no controladoras disminuyeron en **US$ 52 millones** y se explican principalmente por: **(i)** disminución de **US$ 306 millones** por el pago de dividendos; y **(ii)** disminución de **US$ 226 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión. Estos efectos fueron compensados por: **(i)** aumento de utilidad del período por **US$ 356 millones**; y **(ii)** aumento de otras reservas varias por **US$ 124 millones** por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Indicador Financiero	Unidad	dic-20	dic-19	dic-19	Variación	Var %
	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,85	0,98		-0,13	(13,1%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,78	0,92		-0,13	(14,6%)
Liquidez	Capital de Trabajo	MMUS$	(1.098)	(155)		(943)	609,8%
	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,61	1,43		0,17	12,2%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	43,8%	38,4%		5,4%	14,1%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	56,2%	61,6%		(5,4%)	(8,8%)
Endeudamiento	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,97		4,83	0,14	2,9%
	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	16,8%		19,3%	(2,5%)	(12,8%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	9,1%		19,3%	(10,2%)	(52,7%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	4,2%		7,6%	(3,4%)	(45,2%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del atribuible a los propietarios al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período.
(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total al cierre del ejerccio finalizado al 31 de diciembre de 2020 y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2020 alcanzó **0,85 veces**, presentando una disminución de **13,1%** con respecto a diciembre 2019, explicado por el aumento del pasivo corriente, principalmente debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

- La **razón ácida** al 31 de diciembre de 2020 alcanzó **0,78 veces**, presentando una disminución de **14,6%** con respecto al 31 de diciembre de 2019, también explicado por el aumento del pasivo corriente, principalmente debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

- El **capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2020 corresponde a **(-US$ 1.098 millones)**, que refleja un empeoramiento respecto al 31 de diciembre de 2019 donde alcanzó **(-US$ 155 millones)**, explicado principalmente por el aumento del pasivo corriente, debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,61** veces al 31 de diciembre de 2020, aumento de un **12,2**% respecto del 31 de diciembre de 2019, explicado por menor Patrimonio Dominante respecto del año anterior, principalmente por los efectos de conversión de las diferentes monedas funcionales en los países en que operamos.

- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 31 de diciembre de 2020 fue de **4,97** veces, lo cual representa un aumento **2,9%** comparado con el mismo con el año anterior, debido a un mejor resultado financiero respecto de diciembre de 2019.

- El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación alcanzó un **16,8%** al 31 de diciembre de 2020, comparado con el **19,3%**, obtenido en el ejercicio 2019, este menor desempeño se explica por los menores ingresos de explotación en 2020 respecto del ejercicio 2019.

- La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora (dominante) alcanzó un **9,1%**, lo que representa una disminución de un **52,7%,** producto de una disminución en el resultado de la sociedad dominante en el último ejercicio respecto de 2019.

- La **rentabilidad de los activos** fue de un **4,2%** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de un **45,2%**, producto de una disminución en el resultado total al 31 de diciembre de 2020 respecto de 2019.

3. Principales flujos de efectivo

El flujo de efectivo neto del período fue negativo al 31 de diciembre de 2020 por US$ 297 millones, lo que representa una disminución de US$ 402 millones con respecto al año anterior.

Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto, comparado con diciembre 2019, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US$)	**dic-20**	**dic-19**	**Variación**	**Var %**
Flujo de la Operación	2.426	2.528	(102)	(4,0%)
Flujo de Inversión	(1.536)	(1.600)	64	(4,0%)
Flujo de Financiamiento	(1.187)	(823)	(364)	44,2%
Flujo neto del período	**(297)**	**105**	**(402)**	**(382,9%)**

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron **US$ 2.426 millones** a diciembre de 2020, representando una disminución del **4%** con respecto a diciembre del año anterior. La variación se explica por una disminución neta en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en **(i)** menores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **US$ 3.639 millones**; **(ii)** mayores otros cobros por actividades de operación por **US$ 441 millones**; **(iii)** mayores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por **US$ 1 millón**; y **(iv)** menores cobros procedentes de regalías y comisiones por **US$ 2 millones**. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las **Clases de pagos en efectivo procedentes de operación**, principalmente en: **(i)** menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **US$ 1.158 millones**; **(ii)** menores pagos a y por cuenta de los empleados por **US$ 136 millones**; **(iii)** menores otros pagos por actividades de operación por **US$ 1.710 millones**; **(iv)** menores otras salidas de efectivo por **US$ 57 millones**; (v) menores pagos de impuesto a las ganancias **US$ 33 millones**; y **(vi)** mayores pagos por primas y prestaciones por **US$ 1 millón**.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una salida neta por **US$ 1.536 millones** a diciembre de 2020, que se explica principalmente por: **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US$ 814 millones**; (ii) incorporación de activos intangibles por **US$ 740 millones**; (iii) inversiones a más de 90 días por **US$ 216 millones**; y **(iv) US$ 5 millones** por pagos de contratos de derivados. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: **(i)** Intereses recibidos por **US$ 43 millones**; (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por **US$ 176 millones**; y **(iii) US$ 20 millones** de cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron una salida neta por **US$ 1.187 millones** a diciembre de 2020, originados principalmente por la obtención de créditos bancarios por **US$ 1.646 millones**,; **US$ 294 millones** por préstamos de relacionadas correspondiendo **US$ 150 millones** de EFI a Enel Américas y **US$ 144 millones** de EFI a Enel Distribución Rio. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** pagos de préstamos por **US$ 1.776 millones**, que incluye **US$ 1.220 millones** de créditos bancarios, **US$ 486 millones** de bonos y **US$ 69 millones** de otras fuentes de financiamiento; **(ii)** pago de dividendos por **US$ 1.057 millones**; **(iii)** pago de intereses por **US$ 327 millones**; **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US$ 77 millones** y; **(v)** Otras entradas de efectivo por **US$ 110 millones**.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a diciembre de 2020 y 2019.

	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
EMPRESA	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**	**dic-20**	**dic-19**	**Var %**
Enel Generación Chocon S.A.	-	-	0,0%	14	15	(5,5%)
Enel Generación Costanera S.A.	29	6	383,3%	42	40	5,3%
Emgesa S.A.E.S.P.	86	108	(20,4%)	66	74	(10,5%)
Enel Generación Perú S.A.	42	43	(2,3%)	49	50	(2,9%)
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	233	187	24,6%	67	81	(17,5%)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	4	(75,0%)	5	7	(29,6%)
Enel Distribución Fortaleza	9	19	(52,6%)	11	14	(22,8%)
Enel Cien S.A.	2	2	0,0%	8	12	(37,3%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	186	221	(15,8%)	159	201	(20,9%)
Edesur S.A.	103	186	(44,6%)	74	54	36,8%
Enel Distribución Perú S.A.	127	165	(23,0%)	58	57	2,4%
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	149	181	(17,7%)	83	104	(20,3%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	173	173	0,0%	58	65	(11,2%)
Codensa S.A.	385	306	25,8%	116	122	(5,3%)
Central Dock Sud S.A.	7	34	(79,4%)	28	31	(9,7%)
Enel Generación Piura S.A.	8	5	60,0%	12	11	9,1%
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	14	18	(22,2%)	10	10	0,0%
Total	**1.553**	**1.659**	**(6,4%)**	**858**	**948**	**(9,5%)**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

II. Principales riesgos asociados a la actividad del Grupo Enel Américas S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;

- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo.

Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

1. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A., que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Américas a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

1.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	al 31.12.2020 %	al 31.12.2019 %
Tasa de interés fija	38%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

1.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada Compañía.

Durante el cuarto trimestre de 2020, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

1.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

A 31 de diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2020.

1.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 20, 21 y 23.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

1.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de

pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras Compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo al Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, posteriormente prorrogada, la medida estará vigente hasta marzo de 2021. En Brasil, de acuerdo a la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte, a excepción de Rio de Janeiro, que mantendrá la medida hasta julio de 2021. En Colombia, de acuerdo a los Decreto 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo a Decreto 35-20, de 16 de marzo de 2020. A la fecha, ambos países han retomado las actividades de corte de manera normal.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado en 2020 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.g.3 y 10.c).

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

1.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras Compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS$ 407.000.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

III. Valor libro y valor económico de los activos

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.

Factores de Riesgo

Nuestros negocios dependen en gran medida de la hidrología y podrían ser afectados por sequías, inundaciones, tormentas, corrientes oceánicas y otras condiciones climáticas adversas.

Aproximadamente el 55% de nuestra capacidad de generación instalada consolidada en 2020 era hidroeléctrica. En consecuencia, condiciones hidrológicas muy secas podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultado operacional y nuestra situación financiera. Las condiciones hidrológicas en la región se han visto a menudo afectadas por dos fenómenos climáticos —El Niño y La Niña— que influyen en las precipitaciones y podrían provocar sequías o inundaciones, dependiendo de la región afectada. Las sequías podrían afectar la capacidad de despachar energía de las instalaciones hidroeléctricas de nuestra empresa.

En el pasado, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas en Colombia, donde el 88% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, de esta manera provocando un déficit de precipitaciones, altas temperaturas y, como consecuencia, mayores precios de la energía. En marzo de 2017, el fenómeno del Niño Costero en Perú provocó lluvias inusualmente fuertes, las que causaron la inundación del río Santa Eulalia, causaron innumerables deslizamientos de tierra y avalanchas en las cuencas costeras, y provocaron la interrupción de varias de nuestras centrales hidroeléctricas, principalmente Callahuanca (84 MW) y Moyopampa (69 MW). Cada fenómeno de corrientes costeras es distinto y único, y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de los efectos sociales y económicos podría ser material.

Nuestro negocio de distribución también se ve afectado por las crudezas del tiempo, principalmente en Argentina. Con temperaturas extremas, la demanda podría aumentar significativamente en un período corto de tiempo, afectando el servicio y generando interrupciones del servicio que podrían resultar en multas. Dependiendo de las condiciones climáticas, los resultados obtenidos por nuestro negocio de distribución podrían variar de un año a otro.

Nuestros gastos de operación aumentan durante períodos de sequía, ya que se hace un uso más frecuente de las centrales termoeléctricas, cuyos costos de operación son mayores a los de las centrales hidroeléctricas. Dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que comprar electricidad en el mercado spot a precios altos para cumplir con las obligaciones contractuales de suministro. Aparte de aumentar los costos operacionales, el costo de estas compras de energía podría exceder los precios contratados de venta de electricidad, lo que, en consecuencia, podría llevar a pérdidas bajo esos contratos.

Las sequías también afectan las operaciones de las centrales termoeléctricas, incluyendo nuestras centrales que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustible, de la siguiente manera:

- Nuestras centrales termoeléctricas requieren agua para su refrigeración y las sequías podrían reducir la disponibilidad de agua e incrementar el costo de transporte. En consecuencia, tendríamos que comprar agua de áreas agrícolas que también experimentarían una gran escasez hídrica. Estas adquisiciones de agua podrían aumentar nuestros costos operativos y obligarnos a negociar con las comunidades locales.

- Las centrales termoeléctricas generan emisiones de gases tales como óxido de nitrógeno (NO), dióxido de carbono (CO2), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO2) y material particulado en la atmósfera. Por lo tanto, un mayor uso de las centrales térmicas durante las sequías generalmente aumenta el riesgo de producir mayores niveles de emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI").

Una recuperación total de sequías que afecten a las regiones donde se encuentran la mayoría de nuestras centrales hidroeléctricas podría tomar un tiempo prolongado y nuevos períodos de sequía podrían repetirse en el futuro. Una sequía prolongada podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener un efecto adverso adicional sobre el negocio, resultados de operación y situación financiera.

Dependemos de las distribuciones de nuestras subsidiarias para cumplir con nuestras obligaciones de pago.

Dependemos de los pagos de dividendos, préstamos, pagos de intereses, reducciones de capital y otras distribuciones de nuestras subsidiarias y empresas afiliadas para cumplir con nuestras obligaciones. Dichos pagos y distribuciones están sujetos a limitaciones legales tales como restricciones de dividendos, obligaciones fiduciarias, limitaciones contractuales y controles de divisas impuestos por las autoridades locales.

Históricamente, no siempre hemos podido acceder al flujo de caja de algunas de nuestras subsidiarias debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, condiciones económicas y restricciones de crédito. En el futuro, es posible que no siempre podamos contar inmediatamente con los flujos de caja de las subsidiarias para pagar nuestra deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales

Algunas de las subsidiarias están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, tales como los controles de divisas, podrían limitar la capacidad de las subsidiarias y empresas afiladas de pagar a la compañía los dividendos y amortizar créditos u otros pagos. Las obligaciones fiduciarias de los directores frente a los accionistas minoritarios podrían restringir la capacidad de cualquiera de las subsidiarias que no son de nuestra propiedad exclusiva para entregar pagos en efectivo. Además, algunas autoridades locales podrían obligar a algunas subsidiarias, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Por ende, dichas restricciones podrían significar que aquellas subsidiarias podrían, en ciertas circunstancias, verse impedidas a entregarnos efectivo.

Restricciones contractuales

Las restricciones para la distribución de dividendos, incluidas en los contratos de crédito de nuestras subsidiarias, incluyendo la mayoría de nuestras subsidiarias en Brasil, podrían impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si se incumplen ciertos ratios financieros. Los contratos de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución mientras persistan situaciones de incumplimiento.

Resultados de operación de nuestras subsidiarias

La capacidad de nuestras subsidiarias y empresas asociadas para pagarnos dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones depende de sus resultados de operación. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de las subsidiarias superen su caja disponible, dicha subsidiaria no podrá disponer de fondos para entregarlo a nosotros.

La moneda de cualquier dividendo pagado por nuestras subsidiarias está sujeta a depreciación en relación a nuestra moneda funcional, lo que tendría un impacto negativo en la capacidad de pagar dividendos a los accionistas.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Estamos involucrados en litigios

Estamos involucrados en varios litigios que podrían llevar a fallos desfavorables o multas financieras para la empresa.

En Colombia, ejercemos control sobre Emgesa y Codensa a través de acuerdos de accionistas con el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (GEB). En octubre de 2018, GEB inició procedimientos de arbitraje afirmando que se infringió las disposiciones de los acuerdos de accionistas en relación con la distribución de utilidades en 2016, 2017 y 2018 en Emgesa y Codensa y el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas, y también solicitó una indemnización por daños y perjuicios. El reclamo asciende a COP1.876.417.133 miles (US$ 548,3 millones), más intereses. Una sentencia desfavorable podría formar un precedente que nos obligara a votar siempre a favor de una distribución del 100% de utilidades distribuibles, que a su vez podría no ser siempre financieramente prudente.

Nuestra situación financiera o resultados de operación podría verse adversamente afectado si no logramos éxito en la defensa de estos litigios u otras demandas que se interpongan en contra de nosotros. Para más información sobre litigios, véase la nota 35.3 de nuestros estados financieros consolidados.

La construcción y operación de centrales podrían sufrir retrasos, paralizaciones o sobrecostos significativos, y la

oposición por parte de diferentes grupos de interés podría dañar nuestra reputación y provocar un deterioro de nuestra imagen frente a nuestros grupos de interés.

Nuestros proyectos de generación podrían verse afectados por el retraso en la obtención de los permisos de los reguladores, o podrían enfrentar escasez e incrementos en los precios de equipos, materiales o mano de obra. También podrían sufrir demoras en la construcción, huelgas, accidentes, o errores humanos. Cualquier evento de esta naturaleza podría afectar negativamente nuestro negocio, resultados de operación y nuestra situación financiera.

Las condiciones de mercado al momento de aprobar los proyectos podrían ser totalmente distintas a las condiciones imperantes al momento de completarlos, por lo que, en algunos casos, podría reducir sus utilidades o hacer que sean comercialmente inviables. La desviación de estas condiciones de mercado, tales como la proyección de plazos y la estimación de los gastos relacionados con estos proyectos, podría resultar en sobrecostos y plazos de ejecución mucho mayores que los estimados. Esto, a su vez, podría tener un efecto adverso sobre nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Podríamos desarrollar nuevos proyectos en lugares que podrían resultar desafiantes en términos de geografía topográfica, en algunos casos en laderas de cerros, selvas o dentro de lugares con acceso limitado. Además, dada la ubicación geográfica de algunos proyectos, podría haber riesgos adicionales inherentes al patrimonio arqueológico. Estos factores también podrían llevar a retrasos significativos y a sobrecostos.

La operación de nuestras centrales térmicas, especialmente aquellas que funcionan a carbón, también podría afectar nuestra imagen frente a los grupos de interés, debido a las emisiones de GEI, que podrían afectar negativamente al medio ambiente y a los residentes locales. Además, las comunidades podrían verse influenciadas en las percepciones de la empresa, por otras partes. Por lo tanto, si no nos relacionamos de una manera adecuada con los grupos de interés relevantes, incluyendo los criterios ambientales, sociales y de gobierno corporativo, ("ASG") podríamos enfrentarnos con una oposición que podría afectar negativamente nuestra reputación, paralizar las operaciones, o ser demandada. Nuestra reputación es la base de nuestra relación con los principales grupos de interés. Si no logramos gestionar eficazmente los temas sensibles, estos podrían afectar negativamente al negocio, los resultados de las operaciones y nuestra situación financiera.

El daño a nuestra reputación podría ejercer una presión considerable sobre los reguladores, los acreedores y otras partes interesadas, posiblemente resultando en el abandono de los proyectos y las operaciones. Este daño podría llevar a la caída del precio de nuestras acciones y obstaculizar nuestra capacidad de atraer y retener empleados valiosos. Cualquiera de estos resultados podría resultar en un deterioro de nuestra imagen con los grupos de interés.

Nuestros contratos de suministro de energía a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertas materias primas, energía y otros factores.

Nos exponemos a fluctuaciones en los precios de mercado de ciertas materias primas que afectan nuestros contratos de venta de energía a largo plazo. Estos contratos comprometen a nuestras subsidiarias a obligaciones materiales como parte vendedora y contienen precios indexados al valor de diferentes materias primas, tasas de cambio, inflación y el precio de mercado de electricidad. Los cambios adversos en estos índices podrían reducir las tarifas cobradas en virtud de estos contratos, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera. En nuestro negocio de distribución, también estamos expuestos económicamente a las fluctuaciones en los precios de energía.

Estamos sujetos a riesgos crecientes en los mercados de distribución que se están liberalizando.

En algunos países, los clientes de distribución que cumplen con los requisitos, dentro de rangos de demanda mínima y máxima, podrían elegir libremente tarifas no reguladas. Esta flexibilidad podría afectar negativamente nuestro ingreso de operaciones. En algunos casos, los clientes podrían elegir un proveedor de energía de nuestra competencia, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Nuestro negocio de electricidad está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos, y actos de vandalismo o terrorismo, lo que podría afectar de manera adversa nuestras operaciones, ingresos y flujos de caja.

Nuestras principales instalaciones incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución expuestas a daños por desastres naturales, tales como terremotos e incendios, errores de origen humano como también actos de vandalismo, protestas y terrorismo. Un

evento catastrófico podría ocasionar una indisponibilidad prolongada de nuestros activos, interrupciones de nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros de lucro cesante. Podrían ocurrir retrasos entre un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro, las cuales normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

A mediados de octubre de 2019, manifestaciones y protestas generalizadas se apoderaron de Santiago y se extendieron rápidamente por todo Chile. Estas acciones se han convertido en algo común y, en ocasiones, han estado acompañadas de saqueos, incendios provocados y vandalismo. Los violentos enfrentamientos entre los manifestantes y la policía y las fuerzas armadas resultaron en una pérdida significativa de vida humana y heridos graves. El daño acumulado a la propiedad pública y privada llegó a miles de millones de dólares. El daño a la economía del país, las perspectivas de crecimiento, la percepción del riesgo y las repercusiones inmediatas en términos de desempleo y pérdida de productividad también fueron importantes. Nuestra casa matriz en Santiago sufrió un severo ataque de incendio provocado el 18 de octubre de 2019, lo que obligó a trasladar a nuestros ejecutivos y empleados de la sede por un período prolongado. En un mundo globalizado e interconectado, todos los países en los que operamos están sujetos a este riesgo.

Cualquier interrupción catastrófica natural o humana en nuestros activos de electricidad en los países en los que operamos podría provocar efectos adversos significativos en nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera.

Estamos sujeto a riesgos de financiamiento, tales como aquellos relacionados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital o el refinanciamiento de obligaciones existentes.

Al 31 de diciembre de 2020, nuestra deuda consolidada ascendía a US$6,1 mil millones, y la deuda de nuestro holding en Chile sumaba US$1,1 mil millones. Al 31 de diciembre de 2020, teníamos US$601 millones en bonos registrados ante la SEC emitidos en los Estados Unidos y habíamos obtenido deudas bancarias bajo contratos de crédito rotativo senior no garantizado por US$325 millones, todos regidos bajo las leyes del Estado de Nueva York.

Nuestros contratos de deuda están sujetos a varias de las siguientes disposiciones, incluyendo (1) ratios financieros, (2) obligaciones afirmativas y negativas, (3) eventos de incumplimiento, (4) prepagos obligatorios por incumplimientos contractuales, (5) cláusulas de cambio de control ante fusiones y desinversiones materiales, y (6) procedimientos de quiebra e insolvencia, entre otros.

Una parte importante de nuestro endeudamiento financiero está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado, las cuales tienen diferentes definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad con respecto a las subsidiarias que podrían resultar en incumplimiento cruzado. Nuestra deuda también podría vencer y ser acelerada en casos de quiebra o procedimientos de insolvencia de una subsidiaria significativa o material. Del mismo modo, algunos de los titulares de deuda podrían acelerar el pago de nuestra deuda en caso de incumplimiento cruzado con subsidiarias significativas o materiales, entre otros incumplimientos.

Es posible que no podamos refinanciar nuestra deuda u obtener refinanciamiento en términos aceptables para nosotros. En ausencia de tal refinanciamiento, podríamos vernos obligados a liquidar activos a precios desfavorables para realizar los pagos adeudados. Además, es posible que no podamos vender nuestros activos en los momentos oportunos o a precios suficientemente altos para obtener recursos que nos permitan realizar tales pagos.

También es posible que no podamos recaudar los fondos necesarios para terminar proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones del mercado o los costos imprevistos de los proyectos que prevalecen cuando necesitamos los fondos podrían comprometer nuestra capacidad de financiar estos proyectos y gastos.

A la fecha de esta memoria, Brasil es el país con el mayor riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2020, la deuda de nuestras subsidiarias brasileñas ascendía a US$2,5 mil millones de dólares, mientras que la deuda de nuestras subsidiarias colombianas ascendía a US$1,7 mil millones de dólares.

Nuestra incapacidad de financiar nuevos proyectos o gastos de capital, refinanciar nuestra deuda existente o

cumplir con los convenios podría afectar negativamente nuestros resultados de operación y situación financiera.

Si las instalaciones de transmisión de electricidad, la infraestructura de gasoductos o los contratos de suministro de combustible que perteneces a terceros no brindan un servicio adecuado, podríamos no ser capaces de entregar la electricidad que vendemos a nuestros clientes finales.

Dependemos de las instalaciones de transmisión que son propiedad y son operadas por otras compañías para entregar la electricidad que vendemos. Esta dependencia nos expone a varios riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, es posible que no podamos vender y entregar electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía de una región es inadecuada, la recuperación de los costos de ventas y ganancias podría ser insuficiente. Si se imponen regulaciones restrictivas de precios de transmisión, las compañías de transmisión podrían no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de su infraestructura, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados de operación y situación financiera o afectar la capacidad de desplegar nuestra cartera de proyectos en desarrollo. Como resultado, en algunos de los países en los que operamos, los proyectos de energía renovable se están completando más rápido que los nuevos proyectos de transmisión, lo que está creando una acumulación de electricidad en los sistemas de transmisión actuales. En Argentina, por ejemplo, la falta de inversión en líneas de transmisión reducirá los incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

También dependemos de los gasoductos para obtener gas natural, principalmente en Perú, donde más del 50% de la capacidad de generación es térmica. En los últimos años, el sistema peruano ha enfrentado ocasionalmente escasez de gas y electricidad debido a la falta de capacidad suficiente en el ducto y las líneas de transmisión, lo que ha llevado a precios spot más altos. Dependiendo del tipo de instalación, nuestras centrales de generación de energía térmica compran gas, carbón, diésel y otros combustibles para producir electricidad. Cualquier incumplimiento de contrato o escasez de suministro podría impedir que las instalaciones produzcan electricidad a tiempo.

Podríamos ser incapaces de lograr acuerdos satisfactorios en las negociaciones de convenios colectivos con los trabajadores sindicalizados o de retener a empleados clave en casos de conflictos laborales

Un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos y tienen contratos de negociación colectivos que deben renovarse regularmente. Nuestro negocio, sus resultados de operación y su situación financiera podría verse afectados negativamente por el incumplimiento de un acuerdo de negociación colectiva con cualquier sindicato, o por un acuerdo con un sindicato que contenga términos que consideramos desfavorables. Las leyes en muchos de los países en los que operamos proporcionan mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un acuerdo de negociación colectiva si las partes no llegan a un acuerdo, lo que podría aumentar significativamente nuestros costos.

Muchos de nuestros empleados son altamente especializados, y acciones específicas como huelgas o paros por parte de estos empleados podrían afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de operación, nuestra situación financiera y reputación.

Podríamos ser incapaces de efectuar adquisiciones adecuadas o integrar con éxito los negocios adquiridos.

Estamos continuamente revisando potenciales adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o crear sinergias con nuestros negocios existentes. Sin embargo, no es posible garantizar que en el futuro podamos identificar y adquirir las compañías que cumplen con estas bondades. La adquisición e integración de compañías que son independientes, que no controlamos, es generalmente un proceso complicado, costoso y extenso, que requiere de una gran cantidad de esfuerzo y gasto. Por ejemplo, en el caso de la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo en 2018, nuestros pasivos aumentaron considerablemente debido a la nueva deuda resultante de la compra y de la consolidación de la deuda existente de Enel Distribución Sao Paulo.

Integrar negocios adquiridos puede resultar difícil, costoso, extenso y puede tensionar nuestros recursos y nuestras relaciones con empleados y clientes. A fin de cuentas, estas adquisiciones podrían no ser exitosas o podrían no alcanzar los beneficios esperados. Cualquier demora o dificultad relacionada con la adquisición o la integración de sus operaciones podría tener un efecto material adverso sobre nuestro negocio, resultado operacional y nuestra situación financiera.

Por ejemplo, nuestra integración con EGP Américas podría ser difícil y costosa. La fusión con EGP Américas implica la integración de un negocio maduro, como es el caso de nuestro negocio de energías convencionales con el

negocio de energías renovables no convencionales de EGP Américas. Nuestro objetivo en la integración de las operaciones es aumentar los ingresos y ganancias de las empresas combinadas y, como empresa combinada, mejorar nuestra capacidad de satisfacer las demandas de nuestros clientes. Al hacerlo, podemos encontrar dificultades sustanciales en la integración de nuestras operaciones y podríamos incurrir en altos costos como resultado, entre otras cosas:

incoherencias en las normas, controles, procedimientos y políticas, culturas comerciales y estructuras de compensación entre EGP Américas y nosotros, y la necesidad de implementar, integrar y armonizar diversos procedimientos y sistemas operativos específicos del negocio, así como nuestros sistemas financieros, contables, de información y otros y los de EGP Américas;

- desviar la atención de la gerencia de sus otras responsabilidades como resultado de la necesidad de abordar los temas de integración;
- no poder retener a nuestros clientes y a los proveedores y los de EGP Américas;
- dificultades para lograr plena utilización de nuestros activos y recursos y los de EGP Américas; y
- complicaciones en la retención de empleados clave (que podrían irse debido a temas relacionadas con la incertidumbre y la dificultad de la integración o el descontento general) o la gestión eficiente de la organización en general.

Bajo cualquiera de estas circunstancias, las oportunidades de crecimiento de negocios, los beneficios de ingresos y otros beneficios previstos por nosotros como resultado de la finalización de la fusión con EGP Américas podrían no lograrse como se esperaba. En la medida en que incurramos en costos de integración más altos o logremos menores beneficios de ingresos con relación a lo esperado, nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera podrían verse afectados. El desvío de la atención de la alta gerencia y cualquier dificultad encontrada en esta fusión podría aumentar los costos o reducir nuestros ingresos, ganancias y resultados de operación. Cualquier retraso encontrado durante el proceso de integración podría tener un efecto adverso en nuestros ingresos, gastos, resultados de operación y nuestra situación financiera, lo que podría afectar negativamente el precio de nuestros valores.

La interrupción o falla de nuestros sistemas de tecnología de la información, control y comunicaciones o ataques cibernéticos o violaciones de ciberseguridad de estos sistemas podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Operamos en una industria que requiere el funcionamiento continuo de sofisticados sistemas de tecnología de la información, control y comunicaciones ("Sistemas de TI") e infraestructura de red. Utilizamos nuestros sistemas de TI e infraestructura para crear, recopilar, usar, divulgar, almacenar, desechar y procesar información confidencial, incluidos datos de empresas y de clientes, e información personal sobre clientes, empleados y sus dependientes, contratistas, accionistas y otros individuos. Los sistemas de TI son críticos para controlar y monitorear las operaciones de centrales de generación, mantener el rendimiento de la generación y el de la red, generar facturas a los clientes, lograr eficiencias operativas y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. El funcionamiento de nuestros sistemas de generación, transmisión y distribución depende no solo de la interconexión física de las instalaciones con la infraestructura de la red eléctrica, sino también de las comunicaciones entre las diversas partes conectadas a la red. La dependencia de los sistemas de TI para administrar la información y la comunicación entre esas partes ha aumentado significativamente desde la implementación de medidores y redes inteligentes, en Brasil y Colombia.

Nuestras instalaciones de generación, sistemas de TI y otra infraestructura, así como la información procesada en nuestros sistemas de TI, podrían verse afectados por incidentes de ciberseguridad, incluidos los causados por errores humanos. Nuestra industria ha comenzado a ver un mayor volumen y sofisticación en los incidentes de seguridad cibernética por parte de organizaciones activistas internacionales, estados-nación e individuos, y éstos se encuentran entre los riesgos emergentes identificados en el proceso de planificación. Los incidentes

de ciberseguridad podrían dañar nuestro negocio al limitar nuestras capacidades de generación, retrasar el desarrollo y construcción de nuevas instalaciones o proyectos de mejoras de capital a las instalaciones existentes, interrumpir las operaciones de los clientes o exponernos a diversos eventos que puedan comprometer nuestra responsabilidad. Nuestros sistemas comerciales son parte de un sistema interconectado, por lo que una interrupción causada por el impacto de un incidente de ciberseguridad en la red de transmisión eléctrica, la infraestructura de red, las fuentes de combustible o las operaciones de nuestros proveedores de servicios externos también podría afectar negativamente nuestro negocio.

Nuestro negocio requiere de la recolección y almacenamiento de datos personales de nuestros clientes, colaboradores y accionistas, quienes esperan que protejamos adecuadamente dicha información. Las infracciones a la ciberseguridad podrían exponernos a un riesgo de pérdida o mal uso de dicha información. Un robo significativo, la pérdida o el uso fraudulento de información de datos personales podría conllevar a costos para notificar y proteger a las personas afectadas. Nos podría exponer a litigios, costos, responsabilidades, multas o sanciones que podrían tener un impacto material y adverso en nuestros resultados de operación, así como podría ocasionar un daño reputacional. Además, eventualmente habría que incurrir en costos significativos asociados a acciones gubernamentales, en respuesta a dichas intrusiones o para fortalecer la información y nuestros sistemas de control electrónico.

La amenaza de ciberseguridad es dinámica y evoluciona, y está aumentando en sofisticación, magnitud y frecuencia. Podríamos no ser capaces de implementar medidas preventivas adecuadas o evaluar con precisión la probabilidad de un incidente de ciberseguridad. No podemos cuantificar el impacto potencial de los incidentes de ciberseguridad en nuestro negocio y reputación. Estos posibles incidentes de ciberseguridad y la acción regulatoria correspondiente podrían resultar en una disminución sustancial de nuestros ingresos y altos costos adicionales, que incluyen multas, reclamos de terceros, costos de reparación, mayores gastos de seguros, costos de litigios, costos de notificación y remediación, costos de seguridad y costos por cumplimiento.

Riesgos relacionados con asuntos regulatorios

Las regulaciones gubernamentales pueden afectar desfavorablemente a nuestros negocios, causar atrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los costos de operaciones e inversiones de capital.

Nuestros negocios y las tarifas aplicadas a nuestros clientes están sujetas a una extensa normativa que puede afectar negativamente a nuestra rentabilidad. Por ejemplo, los distintos gobiernos de los países donde operamos podrían aplicar un racionamiento eléctrico durante las sequías o fallas prolongadas en los servicios de electricidad, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Las regulaciones de electricidad impuestas por las autoridades gubernamentales en los países donde operamos podrían afectar la capacidad de nuestras compañías de generación para recaudar ingresos suficientes para compensar sus costos operativos, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera. Las autoridades gubernamentales también podrían retrasar el proceso de revisión de tarifas de distribución, o los ajustes de tarifas determinados por las autoridades reguladoras podrían ser insuficientes para transferir nuestros costos a los clientes.

Nuestras subsidiarias operativas también están sujetas a regulaciones ambientales que, entre otras cosas, requieren realizar estudios de impacto ambiental en proyectos futuros y obtener permisos de construcción y operación de los reguladores locales y nacionales. Las autoridades gubernamentales podrían retener o retrasar la aprobación de estos permisos hasta la finalización de los estudios de impacto ambiental. Por lo tanto, su tiempo de procesamiento podría ser más largo de lo esperado. Las regulaciones ambientales para la capacidad de generación existente y futura se han vuelto más estrictas y requieren mayores inversiones de capital. Cualquier retraso en el cumplimiento de los estándares de emisión requeridos podría constituir una violación de las regulaciones ambientales. Si no se certifica la implementación original y los requisitos estándar de emisiones en curso de los sistemas de monitoreo, estos podrían llevar a sanciones, reclamos o reclamos legales por daños. Esperamos que en el futuro existan límites de emisiones más restrictivos que los actuales.

Los cambios en las leyes y reglamentos o la interpretación de las leyes y reglamentos por parte de las autoridades gubernamentales podrían llevar a retrasos o modificaciones en los proyectos propuestos, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera.

Estamos sujetos a riesgos de negocio y financieros potenciales derivados de cambios en la legislación y la regulación del cambio climático para limitar las emisiones de GEI.

Futuros cambios a la legislación o regulación que restrinja o regule las emisiones de GEI podría generar un aumento en nuestros costos operativos y tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, resultados de operación y nuestra situación financiera. La adopción e implementación de cualquier tratado internacional o cualquier legislación o regulación que imponga nuevas o adicionales, obligaciones de reporte o que limite las emisiones de GEI de nuestras operaciones, podría requerir que incurramos en costos adicionales para cumplir con tales requisitos y posiblemente requerir la reducción o limitación de emisiones de GEI asociadas a nuestras operaciones. Estos estándares más altos de cumplimiento podrían significar gastos adicionales para operar y mantener nuestros equipos e instalaciones, instalar controles de emisión, o pagar impuestos o cargos asociadas a la emisión de GEI, los que podrían tener un efecto material adverso sobre nuestro negocio, resultado operacional y nuestra situación financiera.

Nuestro negocio y rentabilidad podrían verse afectados de manera adversa si los derechos de agua fuesen rechazados, si las concesiones de agua fuesen otorgadas por tiempo limitado o si los costos de los derechos de agua aumentasen.

La autoridad respectiva de cada país nos otorga derechos de agua para el suministro de agua de ríos, lagos y embalses cerca de nuestras instalaciones de producción. En Colombia, los derechos de agua o las concesiones de agua se otorgan por diferentes períodos para cada una de nuestras centrales eléctricas, en algunos casos por hasta 50 años. Sin embargo, estas concesiones podrían ser revocadas, por ejemplo, cuando hay una disminución progresiva o agotamiento de aguas. En Colombia, el acceso al agua para consumo humano es primera prioridad antes que cualquier otro uso. En Perú, las concesiones se otorgan por períodos indefinidos y podrían ser revocadas debido a una escasez del recurso o a una disminución en la calidad del servicio. En Argentina, los generadores hidroeléctricos con una capacidad de generación superior a 500 kW deben obtener una concesión para utilizar fuentes públicas de agua por un período determinado o indefinido.

Cualquier limitación a los derechos de agua actuales, o la necesidad de obtener derechos de agua adicionales o a las actuales concesiones de agua de duración ilimitada, podrían tener un efecto adverso importante sobre nuestros proyectos de desarrollo hidroeléctrico y su rentabilidad

Las autoridades regulatorias podrían cursar multas a nuestras subsidiarias debido a fallas operacionales o infracciones normativas

Nuestros negocios de electricidad podrían estar sujetos a multas regulatorias por cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, incluyendo fallas en el suministro de energía, en los cuatro países donde operamos. Nuestras subsidiarias generadoras son supervisadas por entes reguladores locales. Nosotros podríamos vernos afectados a multas si a juicio del ente regulador, somos responsables de las fallas operacionales que afectan el suministro regular de energía al sistema. Nuestras subsidiarias podrían tener que pagar multas o compensar a los clientes si esas subsidiarias no pudiesen suministrar electricidad, incluso si dicho incumplimiento se debiese a fallas fuera de su control, o si no cumplen con las normas ambientales o de otro tipo. Las multas también podrían estar asociadas con el incumplimiento de las normas.

En 2018, la SUNAT multó a Enel Generación Perú US$2,9 millones después de una auditoría del Impuesto General de IVA y el Impuesto Municipal de Promoción sobre las importaciones para 2008 y 2009. En 2020, ANEEL multó a Enel Distribución Goiás BRL43,2 millones debido a fallas en procedimientos técnicos y temas comerciales relacionados con la calidad del suministro eléctrico y a Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo BRL21 millones y BRL186 millones respectivamente, en cada caso debido a fallas en el registro de la base de activos de la respectiva compañía. En 2020, ENRE multó a Edesur ARS1,5 millones por infracciones del régimen de seguridad vial pública.

Riesgos relacionados con países de América del Sur y otros riesgos globales

Algunos países en América del sur se han caracterizado históricamente por frecuentes, y ocasionalmente drásticas, medidas económicas intervencionistas tomadas por los gobiernos, incluidas las expropiaciones, que podrían afectar de manera adversa nuestro negocio y resultados financieros.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir las economías sudamericanas, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar de que no tenemos operaciones relacionadas a la electricidad en Chile, somos una compañía constituida bajo las leyes de la República de Chile. Por lo tanto, estamos sujeto a cambios en las leyes tributarias, laborales y monetarias chilenas, entre otras. Otras acciones gubernamentales en los países de América del Sur también han incluido controles de salarios, de precios y de aranceles y otras medidas intervencionistas, tales como expropiaciones o nacionalizaciones.

Si no cumplimos con ciertos mínimos estándares de servicio y técnicos en el negocio de la distribución, podríamos perder las concesiones. En algunas concesiones, como las de Buenos Aires, Goiás y Río de Janeiro, podría ser especialmente difícil cumplir con algunos estándares mínimos exigidos. Si no podemos cumplir con estos estándares regulatorios, los reguladores eléctricos locales podrían revocar las concesiones y reasignarlas a competidores. Por ejemplo, la pérdida de una concesión por parte de una subsidiaria importante podría ocasionar el incumplimiento de una obligación de deuda por parte de dicha subsidiaria, lo que podría desencadenar un incumplimiento cruzado, quiebra o procedimientos de insolvencia. Dichos eventos podrían tener un efecto adverso importante en las obligaciones contractuales bajo nuestros convenios de deuda.

Para 2021, se espera que haya reformas fiscales y enmiendas a las leyes fiscales vigentes en Colombia, las que aplicarán IVA a productos actualmente libres de impuestos, incrementará la base tributaria para personas naturales y reducirá o eliminará beneficios fiscales. Los cambios en las políticas gubernamentales y monetarias con respecto a aranceles, controles cambiarios, regulaciones y tributación podrían reducir nuestra rentabilidad. La inflación, la devaluación, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, también podrían reducir nuestra rentabilidad.

Las fluctuaciones económicas, inestabilidad política y escándalos de corrupción en América del Sur podrían afectar nuestras operaciones, situación financiera y el valor de nuestros títulos valores.

Todas nuestras operaciones se ubican en Sudamérica. Por consiguiente, los ingresos consolidados podrían verse afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su conjunto. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales operamos, nuestra situación financiera y los resultados de operación podrían verse adversamente afectados. Tenemos operaciones en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, economías inestables que en ocasiones han experimentado inestabilidad política, debido a los escándalos de corrupción que han involucrado a varios funcionarios gubernamentales de alto rango. El mercado financiero y de capitales en Sudamérica está influenciado por condiciones económicas y de mercado en otros países, los cuales podrían afectar adversamente nuestros valores.

Además, los cambios en las condiciones sociales, políticas, reglamentarias y económicas o en las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la manufactura, el desarrollo y la inversión, y las crisis en los países donde operamos y otros países sudamericanos, ya sea de forma individual o agregada, podrían afectar negativamente las economías en estos países e impactar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y situación financiera. Por ejemplo, en diciembre de 2019, tras una devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, el gobierno argentino declaró una emergencia pública. Promulgó varias medidas económicas para estabilizar la economía y resolver la crisis social. En Perú, en noviembre de 2020, el Congreso removió al presidente Vizcarra de su cargo por cargos de corrupción en su contra. Manuel Merino, el presidente del Congreso, asumió el cargo de presidente interino, solo para dimitir una semana más tarde, junto con todo su gabinete, debido a protestas masivas. El Congreso designó posteriormente a Francisco Sagasti como tercer presidente en una semana. En Colombia, se produjeron grandes protestas contra el gobierno en noviembre y diciembre de 2019. Inicialmente, las protestas fueron organizadas por estudiantes, sindicatos y grupos indígenas opuestos a los cambios propuestos a las leyes laborales y de pensiones. Las protestas se expandieron rápidamente para abarcar la desigualdad económica, la

corrupción y posibles medidas de austeridad, así como el aumento de la violencia en el campo. Después de varios meses de encierro, las protestas se reanudaron en octubre de 2020 debido a la pandemia de coronavirus, incluida una huelga nacional que exigía reformas gubernamentales.

En Chile, las protestas generalizadas comenzaron en octubre de 2019, lo que resultó en una breve declaración del estado de emergencia, la introducción de varias reformas sociales y económicas. En octubre de 2020, el gobierno celebró un referéndum para decidir si el país deseaba una nueva constitución y si ésta debiese ser redactada por una asamblea elegida popularmente o una combinación de legisladores actuales y una asamblea constituyente. Casi el 80% de los votantes aprobaron el referéndum para una nueva constitución y optaron por una asamblea constituyente. Aunque no tenemos operaciones en Chile, nuestra gerencia y casa matriz se encuentran en Chile, y nuestras acciones ordinarias cotizan en las bolsas de valores de Chile. Las manifestaciones y los disturbios civiles en los países donde operamos y en Chile podrían continuar o empeorar, lo que podría afectar negativamente las economías de estos países y afectar negativamente nuestro negocio, resultados de operación, situación financiera y el precio de nuestros valores.

Los insuficientes flujos de caja de las subsidiarias ubicadas en estos países con economías volátiles han llevado, en algunos casos, a su incapacidad de cumplir con sus obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones para el cumplimiento de algunos contratos financieros. Hasta cierto punto, estas subsidiarias podrían requerir garantías u otras medidas de emergencia de nosotros como accionistas, especialmente en Brasil y Argentina.

La posibilidad de futuros eventos adversos en estas economías podría dificultar la capacidad de llevar a cabo planes estratégicos, lo que eventualmente afectaría de manera adversa nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera.

Un deterioro de la situación económica en Argentina o una profunda devaluación del peso argentino podrían afectar adversamente nuestras operaciones y rentabilidad.

Desde julio de 2018, Argentina ha sido considerada una economía hiperinflacionaria de acuerdo con las normas contables NIIF. Se utilizó un índice general de precios para presentar los montos relacionados con nuestras subsidiarias argentinas en nuestros estados financieros consolidados retrospectivamente para reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino bajo las disposiciones descritas en la NIC 29, "Informes Financieros en Economías Hiperinflacionarias". Los activos y pasivos no monetarios se revalorizaron a partir de febrero de 2003, la última fecha en la que se aplicó un ajuste de inflación a efectos contables en nuestras subsidiarias argentinas. Nuestros estados financieros consolidados no han sido revalorizados para reflejar la ganancia de la indexación de los activos y pasivos no monetarios de nuestras subsidiarias argentinas antes del 1 de enero de 2018. Dicha ganancia monetaria hasta esa fecha fue reconocida como un ajuste a nuestros ingresos retenidos a partir del 1 de enero de 2018 (véase Nota 2.9 de las Notas de nuestros estados financieros consolidados).

El peso argentino fue una de las monedas mundiales que experimentó una de las mayores devaluaciones frente al dólar estadounidense en 2019 y en 2020, lo que equivale a una depreciación anual del 37,1% y de 28,8% respectivamente. Un mayor deterioro de la economía argentina, una continua devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense provocada por la hiperinflación, o la congelación inicial y la posterior reducción de las tarifas de distribución de electricidad podrían afectar negativamente nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera.

Estamos sujetos a los efectos adversos de pandemias mundiales.

Una crisis internacional de salud pública, como la atribuible a la pandemia de coronavirus que comenzó en diciembre de 2019, ha dado lugar a altos niveles de desempleo en todos los países donde operamos y ha impactado la demanda de electricidad, los mercados financieros y la capacidad de nuestras empresas de generar ingresos. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, nuestras ventas de distribución de energía fueron 4,5% inferior al mismo período de 2019, la producción neta cayó en un 3,1% en comparación con el mismo período de 2019, y las ventas de generación de energía disminuyeron en un 7,7% en comparación con el mismo período de 2019. Nuestras tasas de cobro cayeron 4,7% en el Perú, 1,9% en Argentina, 2,0% en Colombia, y 1,5% en Brasil en comparación con el mismo período de 2019. Estimamos que el impacto

derivado de los efectos de la pandemia del coronavirus sobre nuestro resultado neto proviene de la reducción en la demanda de energía y aumentos en cuentas incobrables como resultado de los efectos de la pandemia del coronavirus.

En respuesta a la pandemia de coronavirus, en marzo de 2020, los gobiernos de todos los países donde operamos declararon algún tipo de estado de emergencia reconocido por sus respectivas constituciones. Estas declaraciones otorgaban a cada gobierno diversos poderes especiales, tales como el control sobre el gasto público, uso de fuerzas militares, permiso para cerrar empresas y escuelas, y el poder de restringir los cruces fronterizos y los viajes nacionales a través de cuarentenas y otras medidas. Los gobiernos de los países donde operamos tomaron, entre otras, las siguientes medidas para preservar el acceso a los servicios esenciales y preservar la continuidad del negocio:

- Argentina promulgó en marzo de 2020 una ley para prohibir, a las empresas que prestan servicios esenciales, la suspensión del servicio debido a la falta de pago durante 180 días para los clientes residenciales de bajos ingresos, las pequeñas empresas y las empresas que prestan otros servicios esenciales, tales como los centros de salud. En mayo de 2020, el regulador argentino emitió una resolución para permitir que los usuarios que han reducido su demanda un 50% o más suspendan sus pagos o los puedan hacer en 30 cuotas.

- Brasil promulgó una prohibición similar relacionada con la suspensión del suministro de electricidad debido a la falta de pago para todos los clientes residenciales y las empresas y las instalaciones que prestan servicios esenciales, esta medida fue efectiva desde marzo a julio de 2020. En marzo de 2020, ANEEL emitió un reglamento para conceder préstamos a las empresas de distribución, comúnmente conocido como "Cuenta COVID", con el objetivo de aplacar las dificultades financieras y evitar ajustes arancelarios.

- Colombia permitió a los clientes residenciales de bajos ingresos que representan aproximadamente el 60% de la base de clientes diferir los pagos mensuales de sus facturas de electricidad durante 36 meses, sin penalización ni riesgo de un corte en el servicio.

- Perú permitió a 4,8 millones de clientes residenciales vulnerables prorratear facturas emitidas durante marzo de 2020, o facturas que incluían cualquier consumo durante el período de emergencia, por hasta 24 cuotas sin intereses, cargos o multas debido a retraso en el pago. El gobierno también estableció un subsidio para cubrir las facturas impagadas de los clientes con un consumo mensual de energía de hasta 125 kW de marzo a diciembre de 2020.

El sector privado de estos países ha adoptado voluntariamente nuevas medidas, tales como la adopción de teletrabajo siempre que sea posible y el cierre de oficinas comerciales. Muchas empresas, tales como restaurantes, tiendas minoristas, centros comerciales y espacios para grandes reuniones, han cerrado temporalmente, muchas por decreto ejecutivo, y las empresas asociadas con los viajes, el transporte y el turismo se han visto gravemente afectadas, y muchas se declararon en quiebra.

Los aumentos recientes en las tasas de infección podrían indicar una segunda ola de infecciones por coronavirus en 2021. Los países sudamericanos donde operamos aún no han implementado un programa generalizado de vacunación. En consecuencia, si hay un resurgimiento de la pandemia de coronavirus y cualquier vacuna que pueda estar disponible es insuficiente para contener la pandemia y brotes similares en el futuro, nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera podrían verse adversamente afectados.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole en cualquier región del mundo podrían tener un impacto significativo en los países donde operamos y, en consecuencia, podrían afectar negativamente nuestras operaciones, así como nuestra liquidez.

Los países donde operamos se encuentran vulnerables a los impactos externos que podrían causar dificultades económicas significativas y afectar el crecimiento. Si alguno de estos países experimenta un crecimiento económico inferior a lo esperado o una recesión, es probable que la demanda de electricidad por parte de los consumidores disminuya y que algunos de nuestros clientes puedan tener dificultades para pagar sus facturas, posiblemente aumentando cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar negativamente nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera.

Acontecimientos financieros y políticos en estos países y en otras partes del mundo también podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, desde 2018, los EE.UU y China han estado involucrados en una guerra comercial que involucra medidas proteccionistas, las que aumentaron la volatilidad de los mercados financieros en todo el mundo debido a la incertidumbre de las decisiones políticas. Además, la inestabilidad en el Medio Oriente o en

cualquier otra importante región productora de petróleo también podría provocar precios de combustible más altos en todo el mundo, aumentando el costo operativo de las centrales de generación térmica y afectando adversamente nuestros resultados de operación y nuestra situación financiera. Una crisis financiera internacional y sus efectos perturbadores en la industria financiera podrían afectar negativamente nuestra capacidad de obtener nuevos financiamientos bancarios bajo los mismos términos y condiciones históricos que hemos obtenido hasta la fecha.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole también podrían disminuir la capacidad para acceder a los mercados de capital en los países donde operamos, como también a los mercados internacionales de capital para otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles. La liquidez reducida, a su vez, podría afectar nuestros gastos de capital, las inversiones a largo plazo y adquisiciones, nuestras perspectivas de crecimiento y nuestra política de dividendos.

Los riesgos cambiarios podrían afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS.

Aunque la moneda funcional de la compañía es el dólar estadounidense, las subsidiarias generan ingresos en pesos argentinos, nuevos soles peruanos, reales brasileños y pesos colombianos. En general, hemos estado y seguiremos expuestos materialmente a las fluctuaciones monetarias en las monedas locales frente al dólar estadounidense debido a los retrasos de tiempo y otras limitaciones para vincular tarifas arancelarias al dólar estadounidense. Esta exposición podría disminuir sustancialmente el valor del efectivo generado por nuestras subsidiarias y el valor de nuestros dividendos al expresarlos en dólares estadounidenses si las monedas locales experimentan una devaluación frente al dólar estadounidense. Por ejemplo, el peso argentino y el real brasileño se devaluaron en 28,8% y 22,4% respectivamente frente al dólar estadounidense en 2020. La volatilidad futura en el tipo de cambio de las monedas en las que recibimos ingresos o incurrimos en gastos podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestra situación financiera, especialmente cuando se mide en dólares estadounidenses, la moneda que afecta a nuestros titulares de ADS.

Riesgo relacionado con la propiedad de nuestras acciones y ADS

Nuestro accionista controlador podría influenciarnos y podría tener una visión estratégica con respecto a nuestro desarrollo que difiera a la de los accionistas minoritarios.

Enel, nuestro accionista controlador, posee una participación del 75.2% del capital social al 1 de abril de 2021. Bajo la ley de sociedades anónimas en Chile, Enel podría determinar el resultado de todos los asuntos materiales que requieran una mayoría simple de votos de accionistas, como la elección de la gran mayoría de nuestros directores y, sujeto a restricciones contractuales y legales, la adopción de nuestra política de dividendos. Adicionalmente, dado que Enel tendría el poder de determinar el resultado de todos los asuntos materiales que requieran el voto afirmativo de al menos dos tercios de las acciones ordinarias en circulación de la Compañía, nuestro accionista controlador ejerce una influencia significativa sobre nuestra estrategia de negocio y operaciones. Sin embargo, en algunos casos, sus intereses podrían diferir a los de los accionistas minoritarios. Ciertos conflictos de interés que afectan a Enel en estos asuntos podrían resolverse de una manera diferente a los intereses de nuestra empresa o los de nuestros accionistas minoritarios.

La relativa iliquidez y volatilidad del mercado de valores chileno podría afectar negativamente el precio nuestras acciones ordinarias y ADS.

Aunque no tenemos activos en Chile, nuestras acciones se transan en las bolsas de valores de Chile ya que estamos constituidos bajo las leyes de la República de Chile y tenemos la casa matriz en este país. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y tienen menos liquidez que los principales mercados de valores en los Estados Unidos y otros países desarrollados. La baja liquidez del mercado chileno podría afectar la capacidad de los accionistas para vender acciones, o los titulares de ADS para vender acciones comunes retiradas del programa ADS, en las bolsas de valores chilenas en la cantidad y al precio y tiempo deseados.

Las demandas presentadas en contra de nosotros fuera de los países sudamericanos donde operamos, o los reclamos en contra de nosotros que se basan en conceptos legales extranjeros podrían no tener éxito.

Todas nuestras operaciones se desarrollan fuera de Estados Unidos. Todos nuestros directores y ejecutivos residen afuera de Estados Unidos, y la parte sustantiva de sus activos también se encuentran fuera de Estados Unidos. Si los inversionistas decidieran demandar a nuestros directores o ejecutivos en Estados Unidos, podría resultarles difícil efectuar la notificación de un proceso legal dentro de Estados Unidos a estas personas. Puede también ser difícil aplicar las sentencias dictadas en las cortes en Estados Unidos basadas en las cláusulas de responsabilidad civil establecidas por las leyes federales estadounidenses de títulos y valores ante los tribunales estadounidenses o chilenos. Asimismo, el éxito de una demanda presentada en Chile resulta incierto si su único fundamento se encuentra en las cláusulas sobre responsabilidad civil establecidas por las leyes federales estadounidenses en el contexto de títulos y valores.

Hechos Esenciales

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros ("SVS", actual Comisión para el Mercado Financiero "CMF"), se informan los siguientes hechos esenciales:

Enel Américas

• Con fecha 3 de abril de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Adjunto, en calidad de hecho esencial, "Comunicato Stampa", emitido el día 3 de abril de 2020 por nuestra matriz Enel S.p.A., mediante el cual dicha sociedad italiana informó al mercado que suscribió dos acuerdos con una institución financiera, con el objeto de incrementar su participación en Enel Américas S.A. en hasta un 2,7%, porcentaje adicional a los acuerdos actualmente vigentes para aumentar su participación y previamente informados al mercado. De esta forma, Enel S.p.A. planea alcanzar hasta un 65% de participación accionaria en Enel Américas S.A. Mayores detalles en el "Comunicato Stampa" emitido por Enel S.p.A., copia del cual se adjunta.

Los efectos financieros de dicha operación no son cuantificables a esta fecha.

ENEL TO INCREASE ITS STAKE IN ENEL AMERICAS UP TO 65%

• Enel plans to increase its shareholding in Enel Américas by up to a further 2.7% in view of the expected completion by May 2020 of the ongoing share swap transactions to reach 62.3% of the subsidiary, in line with Enel Group's announced objective to buy out minorities in South America

Rome, April 3rd, 2020 – Enel S.p.A. ("Enel") plans to increase its shareholding in its listed Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas") by up to an additional 2.7% stake, in order to reach the maximum shareholding currently allowed by Enel Américas' by-laws, equal to 65%. The shareholding increase will be carried out in view of the expected completion of the ongoing share swap transactions to increase Enel's stake in Enel Américas by up to 5%, reaching up to 62.3% of the company's share capital. This completion is expected to occur by May 2020.

Enel has entered into two new share swap transactions (the "Swap Transactions") with a financial institution to increase its equity stake in Enel Américas up to 65%. Pursuant to the Swap Transactions, Enel may acquire, on dates that are expected to occur no later than the end of 2020, additional shares of Enel Américas' common stock and American Depositary Shares ("ADSs").

The number of shares of Enel Américas' common stock and Enel Américas' ADSs actually acquired by Enel pursuant to the Swap Transactions will depend on the ability of such financial institution to establish its hedge positions with respect to the Swap Transactions.

The amount payable for any shares of Enel Américas' common stock acquired by Enel will be based on the prices at which such financial institution establishes its hedge with respect to the corresponding Swap Transaction. The amount payable for any of Enel Américas' ADSs acquired by Enel will be based on the observable volume-weighted average prices of Enel Américas' ADSs during the period in which the financial institution establishes its hedge with respect to the corresponding Swap Transaction.

Prior to settlement, Enel will not have any right to dispose of or vote any shares of Enel Américas' common stock or Enel Américas' ADSs acquired or held by such financial institution as a hedge in connection with the corresponding Swap Transaction.

Enel's payment obligations under the Swap Transactions will be funded through internal cash flow generation.

The abovementioned Transactions are in line with the Enel Group's announced objective to buy out minorities in subsidiaries operating in South America.

• Con fecha 7 de abril de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de la Compañía, en sesión ordinaria celebrada con fecha 31 de marzo de 2020, en atención a la Norma de Carácter General N°435 y al Oficio Circular N°1141 emitidos por la Comisión para el Mercado Financiero el pasado 18 de marzo de 2020, y en relación con las medidas a adoptar con ocasión del brote de COVID -19, comúnmente denominado Coronavirus, que afecta al país, acordó implementar la utilización de medios tecnológicos en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. a celebrarse el próximo 30 de abril de 2020 (la "Junta") a las 9:30 horas, con el objeto de facilitar la participación de personas que no se encuentren físicamente presentes en su lugar de celebración, mediante mecanismos de votación a distancia. Dicha autorización fue otorgada condicionada a la verificación por parte de la administración que el sistema a implementar cumpla con los requisitos indicados a continuación.

De conformidad con lo indicado en la Norma de Carácter General N° 435 antes citada, el sistema tecnológico que se utilizará permitirá la participación de accionistas que no se encuentran físicamente presentes en el lugar de celebración de la junta y los mecanismos de votación a distancia a implementarse garantizarán debidamente la identidad de tales accionistas y cautelarán el principio de simultaneidad o secreto de las votaciones se efectúen en dicha junta. Con fecha 7 de abril de 2020 la administración de la Compañía determinó que resulta posible implementar un sistema que cumpla con los requisitos exigidos por la normativa vigente y que sea compatible con el Registro de Accionistas de la sociedad que administra DCV Registros S.A.

En las citaciones a la Junta y en el siguiente link: https://www.enelamericas.com/es/inversionistas/a201609-junta-de-accionistas.html se informará como acceder a la misma de manera remota y detalles del funcionamiento del sistema a implementar, y también se comunicará oportunamente a los accionistas cómo acreditar su identidad y poder, en su caso.

Se sugiere a los señores accionistas ponerse en contacto con DCV Registros S.A., en el siguiente correo electrónico: atencionaccionistas@dcv.cl y/o al teléfono: + 562 2393 9003 para actualizar sus datos de contacto, con el objeto de facilitar su participación en la Junta a través de este sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, y hallándose en este momento el país en estado de excepción constitucional de catástrofe decretado con motivo de la pandemia de COVID-19, la Compañía estima que debe primar el cuidado de la salud de nuestras personas y nuestros accionistas, por lo que el Directorio ha determinado que tanto la asistencia como el desarrollo y votación en la Junta se realice de manera remota, para lo cual los correspondientes detalles operativos serán oportunamente comunicados a los accionistas a través de la página web antes señalada.

• Con fecha 30 de abril de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el día 30 de abril de 2020, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2020) y un dividendo adicional, que en conjunto ascienden a un total de US$ 807.042.466 que equivalen a US$ 0,01060693382306510 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 100 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 101 ascendente a US$ 683.788.836 que equivale a US$0,00898701522901363 por acción.

El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio Dólar observado que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 22 de mayo de 2020.

La fecha de pago prevista es el 29 de mayo de 2020. Tendrán derecho a cobrar estos dividendos los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas hasta el día 22 de mayo de 2020.

• Con fecha 4 de mayo de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Con fecha 4 de mayo de 2020, Enel Américas suscribió y pagó un aumento de capital exclusivamente dinerario en su filial Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil"), por un monto total ascendente a 2.820.101.060,85 BRL, equivalente a US$ 504 millones (quinientos cuatro millones de dólares estadounidenses) aproximadamente. Así, Enel Brasil, en su calidad de único accionista de la filial Enel Distribución São Paulo S.A. (Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. o "Eletropaulo"), financiará a esta última a fin de que reestructure el fondo de pensiones de sus empleados. Con esta operación, se da íntegro cumplimiento al uso de fondos del aumento de capital aprobado mediante Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas, la cual se celebró el 30 de abril de 2019.

• Con fecha 6 de mayo de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación al dividendo mínimo obligatorio y al dividendo adicional acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el día 30 de abril de 2020, tendrán derecho a cobrar tales dividendos los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas hasta el día 23 de mayo de 2020.

• Con fecha 28 de mayo de 2020 se informó con carácter de hecho esencial el "Comunicato Stampa emitido por nuestra matriz Enel S.p.A.

Se informó haber aumentado su participación en el capital accionarial de Enel Américas S.A., habiendo alcanzado un 62,3% de la misma. Mayores detales en "Comunicato Stampa" que se adjunta. Se incluye, asimismo, traducción libre del referido "Comunicato Stampa" al español.

ENEL REACHES 62.3% OF ENEL AMERICAS' SHARE CAPITAL

> *Enel has increased its shareholding in Enel Américas by an additional 5%, in line with Enel Group's announced objective to buy out minorities in South America*

Rome, May 28th, 2020 – Enel S.p.A. ("Enel") has increased its stake in its Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas") to 62.3% of the company's share capital, by settling two share swap transactions (the "Swap Transactions") entered into in June 2019 with a financial institution to acquire up to 5% of the share capital of Enel Américas, as announced to the financial markets at the time.

Pursuant to the Swap Transactions, Enel has acquired:

> 2,492,146,691 shares of Enel Américas common stock; and
> 26,243,377 Enel Américas American depositary shares ("ADSs"), each representing 50 shares of Enel Américas common stock;

The above-mentioned securities represent, in the aggregate, 5% of Enel Américas' share capital.

In accordance with the Swap Transactions, the total price paid for the shares of Enel Américas common stock and ADSs amounts to approximately 701 million US dollars, equal to around 639 million euros.

Enel's payment obligations under the Swap Transactions have been funded through internal cash flow generation.

As announced to the financial market, Enel entered into two further share swap transactions in April 2020 to acquire, on dates that are expected to occur no later than the end of 2020, additional shares of Enel Américas' common stock and American Depositary Shares by up to a further 2.7%, reaching up to 65% of the company's share capital.

The above-mentioned transactions are in line with the Enel Group's announced objective to buy out minorities in subsidiaries operating in South America.

ENEL ALCANZA EL 62,3% DEL CAPITAL DE ENEL AMÉRICAS

> *Enel ha aumentado su participación en Enel Américas en un 5% adicional, en línea con el objetivo anunciado del Grupo Enel de comprar participaciones de minoritarios en América del Sur.*

Roma, 28 de mayo, 2020 – Enel S.p.A. ("Enel") ha aumentado su participación en su filial chilena Enel Américas S.A. ("Enel Américas") alcanzando un 62,3% del capital social de dicha compañía, a través de la liquidación de dos operaciones de swap de acciones (las "Transacciones de Swap") celebradas en junio de 2019 con una institución financiera a través de la cual se buscó adquirir hasta el 5% del capital social de Enel Américas, tal como se anunció al mercado en dicha oportunidad.

A través de las Transacciones de Swap, Enel ha adquirido:

> 2.492.146.691 acciones ordinarias de Enel Américas; y
> 26.243.377 American depositary shares ("ADSs") de Enel Américas, cada uno representando 50 acciones ordinarias de Enel Américas;

Los valores arriba indicados representan, en el agregado, el 5% del capital social de Enel Américas.

De acuerdo con las Transacciones de Swap, el precio total pagado por las acciones ordinarias y ADS de Enel Américas asciende a aproximadamente US$ 701 millones, lo que equivale a alrededor de € 639 millones.

Las obligaciones de pago de Enel bajo las Transacciones de Swap se han financiado a través de la generación interna de flujo de efectivo.

Tal como se anunció al mercado financiero, Enel celebró otras dos transacciones de swap de acciones en abril de 2020 para adquirir, en fechas que se espera que ocurran a más tardar a fines de 2020, acciones ordinarias de Enel Américas y ADS adicionales hasta por un 2,7% y así alcanzar hasta el 65% del capital social de la compañía.

Las transacciones mencionadas están en línea con el objetivo anunciado del Grupo Enel de comprar participaciones minoritarias en subsidiarias que operan en América del Sur.

Con fecha 28 de julio de 2020 se informó con carácter de hecho esencial y en relación a su vez con el hecho esencial divulgado al mercado el pasado 26 de noviembre de 2019, mediante el cual se informó respecto de la aprobación por parte del Directorio de la Compañía, del Plan Estratégico 2020-22, lo siguiente:

Dentro del señalado Plan Estratégico se señalaron macro elementos para el trienio 2020 – 2022 así como proyecciones de EBITDA y CAPEX. Se advirtió en su oportunidad que los contenidos del referido Plan Estratégico obedecían y estaban basados en proyecciones de hipótesis que podían o no verificarse en el futuro.

Atendida la situación del presente año 2020, incluyendo especialmente factores tales como la fluctuación de los tipos de cambio en los que operan la Compañía y sus filiales, así como los efectos de la pandemia Covid-19, se prevé y proyecta que se producirán desviaciones significativas en los macro elementos incluidos en el referido Plan Estratégico en lo que hace referencia al ejercicio 2020. Así, revisadas dichas proyecciones en base a las condiciones actuales y los resultados de la Compañía al primer semestre de 2020, se espera una variación negativa en el EBITDA en relación al inicialmente proyectado en rangos de aproximadamente US$ 0.8 miles de millones a US$ 1.0 miles de millones principalmente derivada del efecto tipo de cambio. En relación al CAPEX, no se prevén desviaciones significativas respecto de lo informado en noviembre de 2019.

Atendido que las cifras antes indicadas obedecen y están basadas en proyecciones de hipótesis que pueden o no verificarse en el futuro, sus efectos no resultan determinables a esta fecha.

Con fecha 18 de agosto de 2020 se informó con carácter de hecho esencial el "Comunicato Stampa emitido por nuestra matriz Enel S.p.A.

Se informó el aumento de su participación en el capital accionarial de Enel Américas S.A., a través de la adquisición de American depositary shares (ADSs) y acciones ordinarias, habiendo alcanzado un 65% de participación en Enel Américas S.A., en línea con lo previamente informado al mercado. Mayores detalles en "Comunicato Stampa" que se adjunta. Se incluye, asimismo, traducción libre del referido "Comunicato Stampa" al español.

ENEL reaches 65% OF ENEL AMÉRICAS' SHARE CAPITAL

> *Enel has increased its shareholding in Enel Américas by an additional 2.7%, in line with Enel Group's announced objective to increase its stake in the Group's companies operating in South America, buying out minorities*

Rome, August 18th, 2020 – Enel S.p.A. ("Enel") has increased its stake in its Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas") to 65% of the company's share capital, by settling two share swap transactions (the "Swap Transactions") entered into in April 2020 with a financial institution to acquire up to 2.7% of the share capital of Enel Américas, announced to the financial markets at the time.

Pursuant to the Swap Transactions, Enel has acquired:

> 1,432,455,895 shares of Enel Américas common stock; and
> 13,012,507 Enel Américas' American depositary shares ("ADSs"), each representing 50 shares of Enel Américas common stock.

The above-mentioned securities represent, in the aggregate, 2.7% of Enel Américas' share capital.

In accordance with the Swap Transactions, the total price paid for the shares of Enel Américas common stock and ADSs amounts to approximately 324 million US dollars, equal to around 275 million euros, and was funded through internal cash flow generation.

The above-mentioned transactions are in line with the Enel Group's announced objective to increase its stake in the Group's companies operating in South America, buying out minorities.

ENEL ALCANZA EL 65% DEL CAPITAL DE ENEL AMÉRICAS

> *Enel ha aumentado su participación en Enel Américas en un 2,7% adicional, en línea con el objetivo anunciado del Grupo Enel de comprar participaciones de minoritarios en las compañías operativas en América del Sur.*

Roma, 18 de agosto, 2020 – Enel S.p.A. ("Enel") ha aumentado su participación en su filial chilena Enel Américas S.A. ("Enel Américas") alcanzando un 65% del capital social de dicha compañía, a través de la liquidación de dos operaciones de swap de acciones (las "Transacciones de Swap") celebradas en abril de 2020 con una institución financiera a través de las cuales se buscó adquirir hasta un 2,7% del capital social de Enel Américas, tal como se anunció al mercado en dicha oportunidad.

A través de las Transacciones de Swap, Enel ha adquirido:

> 1.432.455.895 acciones ordinarias de Enel Américas; y
> 13.012.507 American depositary shares ("ADSs") de Enel Américas, cada uno representando 50 acciones ordinarias de Enel Américas;

Los valores arriba indicados representan, en el agregado, el 2,7% del capital social de Enel Américas.

De acuerdo con las Transacciones de Swap, el precio total pagado por las acciones ordinarias y ADS de Enel Américas asciende a aproximadamente US$ 324 millones, lo que equivale a alrededor de € 275 millones y se financió a través de la generación interna de flujo de efectivo.

Las transacciones mencionadas están en línea con el objetivo anunciado del Grupo Enel de comprar participaciones minoritarias en subsidiarias que operan en América del Sur.

• Con fecha 21 de septiembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enel Américas S.A. (en adelante "Enel Américas" o la "Compañía") en sesión ordinaria celebrada con fecha 21 de septiembre de 2020, ha resuelto por la unanimidad de sus miembros, iniciar formalmente una fusión destinada a la adquisición - por parte de Enel Américas- de las filiales de energía renovable no convencional que la sociedad relacionada Enel Green Power S.p.A. ("Enel Green Power") posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). Con el objeto de optimizar la estructura financiera de Enel Américas y apoyar el crecimiento futuro de las mencionadas filiales, la referida adquisición se efectuará mediante una fusión por incorporación en la cual Enel Américas integrará a su patrimonio una sociedad que tendrá la propiedad de las participaciones que actualmente posee Enel Green Power en empresas de energía renovable no convencional domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Costa Rica, Guatemala yPanamá.

En su análisis estratégico, el Directorio de Enel Américas reconoce que, en el actual contexto en la Región, las energías renovables están incrementando fuertemente su presencia y cambiando inequívocamente el modelo competitivo tradicional en el sector energético. Con la finalidad de que Enel Américas pueda seguir fortaleciendo su estrategia de crecimiento, capturando todas las oportunidades venideras y se consolide como el actor destinado a liderar la transición energética en la región de Centro y Sudamérica, se hace muy recomendable consolidar dentro de su perímetro de actuación las participaciones en empresas de energía renovable no convencional descritas en el párrafo anterior.

De aprobarse la operación de fusión, la consolidación de este negocio de energía renovable no convencional dentro del actual perímetro de la Compañía daría lugar a un Grupo absolutamente integrado en términos operativos, convirtiéndose en líder con tecnología de generación diversificada, presente en los negocios de generación y distribución, desarrollando productos innovadores, digitales y soluciones energéticas avanzadas. Esta nueva diversificación que implicaría adicionalmente una mayor presencia geográfica, ofrecería a los accionistas de la Compañía acceso a flujos de caja provenientes de un nuevo y promitente negocio, manteniendo a Enel Américas con una solidez financiera que le permitiría seguir capturando otras oportunidades atractivas de crecimiento en la región de Centro y Sudamérica.

La incorporación del negocio descrito en Centro y Sudamérica (excepto Chile), daría a la Compañía acceso inmediato al know-how y probada experiencia del líder

en energías renovables en el mundo, Enel Green Power, preservando la disciplina financiera que ha caracterizado siempre al Grupo Enel Américas.

Con objeto de explorar el interés de su controlador, Enel SpA en esta integración propuesta, el directorio de Enel Américas solicitó a esta compañía, controlador propio y de Enel Green Power SpA, su posición sobre la misma. Enel SpA ha contestado con fecha 21 de septiembre destacando su interés por esta integración propuesta, siempre que se realice a precios de mercado y mediante una operación, como la fusión, que garantice que Enel Américas va a mantener una posición financiera que sostenga no solo el desarrollo futuro de los proyectos renovables sino también las perspectivas de crecimiento de la sociedad. En todo caso, Enel SpA ha manifestado que esta carta no constituye una decisión vinculante, que se reserva para cuando se definan todos los términos de la operación. Se adjunta copia de dicha comunicación.

Para viabilizar esta fusión, será necesario someter a la consideración de la asamblea de accionistas de Enel Américas la eliminación de los límites de concentración establecidos en sus estatutos de conformidad con el Título XII del D.L. 3.500, los cuales impiden a una persona concentrar más del 65% del capital con derecho a voto de Enel Américas, entre otras limitaciones. Asimismo, dicha asamblea deberá aprobar la fusión como una operación con partes relacionadas regida por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que exige la designación de evaluadores independientes.

El Directorio y el Comité de Directores de Enel Américas, en sus correspondientes sesiones ordinarias celebradas el día 21 de septiembre de 2020, designaron, respectivamente, a Banco Santander y a Banchile Asesoría Financiera S.A. en calidad de evaluadores independientes de la fusión antes descrita, como operación entre partes relacionadas. Asimismo, el Directorio nominó a Pablo D'Agliano como perito independiente de dicha operación, conforme lo exige la Ley de Sociedades Anónimas.

Finalmente, se comunicó que el martes, 22 de septiembre de 2020, a las 9:00 horas de Santiago de Chile, Enel Américas efectuará una presentación respecto de la operación propuesta que se describe en la presente comunicación, a la cual tendrán acceso todos los inversionistas locales y extranjeros, accionistas y el mercado en general. Detalles para conectarse y copia de la presentación estarán disponibles a todos los interesados en la página web de la compañía: www.enelamericas.com.

Con fecha 9 de octubre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial, y en relación con la fusión por incorporación mediante la cual Enel Américas S.A. adquiriría la propiedad y el control de las filiales de energía renovable no convencional que la sociedad relacionada Enel Green Power S.p.A. posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), en adelante la Fusión, cuyo inicio formal fue anunciado mediante hecho esencial del pasado 21 de septiembre de 2020 lo siguiente:

1. Hemos tomado conocimiento que Enel SpA, controladora de Enel Américas, adquirió una sociedad en Chile denominada EGP Américas SpA ("EGP Américas), la que ostentaría la propiedad y el control de las filiales de energía renovable antes señaladas y que sería absorbida por Enel Américas. Dicha sociedad, sus antecedentes y aspectos vinculados a la Fusión se encuentran publicados en la página web https://www.enelgreenpower.com/es/paises/egp-americas.

2. Dentro de los antecedentes incluidos en dicho sitio se encuentra la Resolución del Administrador Único de EGP Américas de fecha 1 de octubre de 2020, mediante la cual se acuerda la designación de David Jana Bitrán en calidad de perito independiente para la Fusión.

- **Con fecha 28 de octubre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:**

Enel Américas S.A. (la "Sociedad") tomó conocimiento que sus ADRs han sido incluidos en un programa no patrocinado de Brazilian Depositary Receipts ("BDRs").

Los BDRs son emitidos como una alternativa de inversión en la Sociedad a través del mercado brasileño y tienen como activo subyacente los American Depositary Receipts ("ADRs") que la Sociedad emite. De esta forma, los derechos de los tenedores de BDRs derivan de los derechos de los ADRs subyacentes y es el banco depositario de los BDRs – Banco B3 – quien lleva la relación comercial y jurídica con los tenedores de BDRs.

En atención al carácter no patrocinado de este programa de BDRs, la Sociedad informa que no ha suscrito ningún

contrato para la emisión de los BDRs y, consecuentemente, no ha contraído ninguna obligación en el mercado brasileño. Como consecuencia de lo anterior, los ADRs emitidos por la Sociedad podrán ser transados no sólo en la New York Stock Exchange (NYSE) sino que, una vez convertidos a BDRs, también en la Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (Bovespa).

Con fecha 28 de octubre de 2020 se suministraron los siguientes antecedentes complementarios respecto de la fusión por incorporación, en adelante la Fusión, mediante la cual Enel Américas S.A. adquiriría la propiedad y el control de las filiales de energía renovable no convencional que la sociedad relacionada Enel Green Power S.p.A. posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), en adelante las Filiales. La Fusión fue objeto de hechos esenciales fechados el 21 de septiembre de 2020 y 9 de octubre de 2020:

1. La Fusión mediante la cual Enel Américas S.A. absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquélla las Filiales que esta última tendrá, requiere para el perfeccionamiento de la misma, de los actos preparatorios descritos en (i) y (ii). Cabe destacar que tales actos preparatorios serán realizados directamente por Enel SpA, matriz italiana de Enel Américas S.A. y sin mediar la intervención de esta, puesto que constituyen reordenaciones internas de aquélla:

   (i) División de Enel Green Power SpA, (filial italiana al ciento por cien de Enel SpA) y la creación de una nueva sociedad italiana, producto de dicha escisión, denominada Enel Rinnovabili Srl, (filial italiana al ciento por cien de Enel SpA), a la cual se le asignarán las Filiales, y

   (ii) Fusión internacional mediante la cual EGP Américas SpA (filial chilena al ciento por cien de Enel SpA, cuyos antecedentes fueron proporcionados mediante el hecho esencial del pasado 9 de octubre) absorberá a Enel Rinnovabili Srl (filial italiana al ciento por cien de Enel SpA). Enel S.p.A., en su calidad de único accionista de Enel Rinnovabili Srl y EGP Américas SpA, procederá a la aprobación de dicha fusión internacional.

La transferencia de las Filiales desde Enel Rinnovabili Srl a EGP Américas SpA, mediante la fusión internacional, se prevé surtirá efecto durante el primer trimestre del año 2021, por lo cual aquélla será condición necesaria para que la aprobación de la Fusión produzca efectos jurídicos.

La transferencia de las Filiales desde EGP Américas a Enel Américas S.A. mediante la Fusión se estima se materializará durante el segundo trimestre del año 2021 tal y como fue anunciado al mercado el pasado día 22 de septiembre.

2. Las Filiales que se integrarían a Enel Américas S.A. mediante la Fusión[1], serían las siguientes:

1 Se hace presente que Enel Green Power SpA posee las participaciones en las Filiales en forma directa o indirecta, en este último caso a través de una compañía holding chilena denominada Energía y Servicios South América SpA. Esta última sociedad no tiene operaciones en Chile y es propietaria, entre otras, del 100% de Enel Green Power Costa Rica S.A.

Roma, 21 de septiembre de 2020
Prot. AMD5/184

Estimado Sr. Bezzeccheri,

Como continuación de nuestra anterior comunicación de 30 de julio, me es grato informarle que el consejo de administración de Enel SpA ha acogido favorablemente su propuesta relativa a la posible integración en Enel Américas S.A. de los negocios de Enel SpA en el sector de las energías renovables no convencionales en Centro y Sudamérica, en ciertas condiciones que paso a exponerle.

Ante todo, dicha integración habrá de realizarse necesariamente a valores de mercado y teniendo en cuenta el desarrollo futuro en dicho sector. Por ello, y para culminar con éxito la integración, consideramos imprescindible que se garantice la solidez financiera de Enel Américas S.A., de forma que se asegure el crecimiento futuro de sus filiales que desarrollan el negocio eléctrico en los diferentes países en los que operan, y muy en especial en el sector de las energías renovables, sin menoscabo de los parámetros actuales de la sociedad desde el punto de visto económico y financiero.

De acuerdo con estos condicionantes, es nuestro entendimiento que la fórmula que permite lograr tales objetivos sería la fusión en Enel Américas S.A. de una sociedad de nueva constitución que agruparía las participaciones del Grupo Enel en dicho sector de las energías renovables no convencionales en Argentina, Brasil, Perú, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá, previa su escisión de Enel Green Power SpA.

Entendemos también que la operación, una vez concretados sus términos y condiciones y tras los trámites oportunos, habrá de ser sometida a la aprobación de la asamblea de accionistas de Enel Américas S.A. Asimismo, para que dicha fusión sea viable será necesario someter a la consideración de la asamblea de accionistas de Enel Américas S.A. la eliminación de los límites de concentración accionaria establecidos en sus estatutos. Por ello, de ser de su interés esta fórmula, les animo a que pongan en marcha las actuaciones necesarias para abordar todo ello en la forma que juzguen más diligente.

Esta carta no constituye ninguna obligación para Enel SpA de aceptar los términos de la fusión descrita. Enel SpA se reserva el derecho de aprobar o no la operación, una vez conocidos los términos y condiciones en que la misma habrá de someterse a la aprobación de la asamblea de accionistas de Enel Américas S.A.

Atentamente,

Francesco Starace

PAÍS	COMPAÑÍAS
Argentina	
1.	Enel Green Power Argentina S.A.
2.	Parque Solar Cauchari IV S.A.
Brasil	
1.	Alba Energia Ltda
2.	Alvorada Energia S.A.
3.	Apiacás Energia S.A.
4.	Bondia Energia Ltda
5.	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda
6.	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.
7.	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.
8.	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.
9.	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.
10.	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.
11.	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.
12.	Enel Green Power Brasil Participações Ltda (*)
13.	Enel Green Power Brejolândia Solar S.A.
14.	Enel Green Power Cabeça de Boi S.A.
15.	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.
16.	Enel Green Power Cristal Eólica S.A
17.	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.
18.	Enel Green Power Cumaru 02 S.A
19.	Enel Green Power Cumaru 03 S.A
20.	Enel Green Power Cumaru 04 S.A
21.	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.
22.	Enel Green Power Cumaru Participações S.A
23.	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.
24.	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.
25.	Enel Green Power Damascena Eólica S.A.
26.	Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.
27.	Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.
28.	Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.
29.	Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.
30.	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.
31.	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda
32.	Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.
33.	Enel Green Power Emiliana Eólica S.A.
34.	Enel Green Power Esperança Eólica S.A.
35.	Enel Green Power Esperança Solar S.A.
36.	Enel Green Power Fazenda S.A.
37.	Enel Green Power Fontes dos Ventos 02 S.A.
38.	Enel Green Power Fontes dos Ventos 03 S.A.
39.	Enel Green Power Fontes Solar S.A.
40.	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.
41.	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.
42.	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.
43.	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.
44.	Enel Green Power Joana Eólica S.A.
45.	Enel Green Power Lagoa do Sol 09
46.	Enel Green Power Lagoa do Sol 1 S.A.
47.	Enel Green Power Lagoa do Sol 2 S.A.
48.	Enel Green Power Lagoa do Sol 3 S.A.
49.	Enel Green Power Lagoa do Sol 4 S.A.
50.	Enel Green Power Lagoa do Sol 5 S.A.
51.	Enel Green Power Lagoa do Sol 6 S.A.
52.	Enel Green Power Lagoa do Sol 7 S.A.
53.	Enel Green Power Lagoa do Sol 8 S.A.
54.	Enel Green Power Maniçoba Eólica S.A.
55.	Enel Green Power Modelo Eólica I S.A.
56.	Enel Green Power Modelo Eólica II S.A.
57.	Enel Green Power Morro do Chapéu Eólica I S.A.
58.	Enel Green Power Morro do Chapéu Eólica II S.A.

PAÍS	COMPAÑÍAS
59.	Enel Green Power Mourão S.A.
60.	Enel Green Power Paranapanema S.A.
61.	Enel Green Power Pau Ferro Eólica S.A.
62.	Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica S.A.
63.	Enel Green Power Primavera Eólica S.A.
64.	Enel Green Power Salto Apiacás S.A.
65.	Enel Green Power São Abraão Eólica S.A.
66.	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.
67.	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.
68.	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A
69.	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A
70.	Enel Green Power São Gonçalo 14 S.A
71.	Enel Green Power São Gonçalo 15 S.A
72.	Enel Green Power São Gonçalo 17 S.A.
73.	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.
74.	Enel Green Power São Gonçalo 19 S.A.
75.	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.
76.	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.
77.	Enel Green Power São Gonçalo 22 S.A.
78.	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.
79.	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.
80.	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.
81.	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.
82.	Enel Green Power São Gonçalo 7 S.A.
83.	Enel Green Power São Gonçalo 8 S.A.
84.	Enel Green Power São Judas Eólica S.A.
85.	Enel Green Power São Micael 01
86.	Enel Green Power São Micael 02
87.	Enel Green Power São Micael 03
88.	Enel Green Power São Micael 04
89.	Enel Green Power São Micael 05
90.	Enel Green Power Tacaicó Eólica S.A.
91.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 S.A.
92.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 S.A.
93.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 S.A.
94.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 S.A.
95.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 S.A.
96.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 S.A
97.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 S.A
98.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 S.A
99.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 S.A
100.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 S.A
101.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 S.A
102.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 S.A
103.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 S.A
104.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 S.A
105.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 S.A
106.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 S.A
107.	Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 S.A
108.	Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 12 S.A
109.	Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 13 S.A
110.	Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 16 S.A
111.	Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 18 S.A
112.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 03 S.A
113.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 07 S.A.
114.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 S.A.
115.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 S.A.
116.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 S.A.
117.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 S.A.
118.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 S.A.
119.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 S.A.
120.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 S.A.
121.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 S.A.

PAÍS	COMPAÑÍAS
122.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 S.A.
123.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 S.A.
124.	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.
125.	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.
126.	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.
127.	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.
128.	Enel Green Power Ventos de São Roque 03 S.A.
129.	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.
130.	Enel Green Power Ventos de São Roque 05 S.A.
131.	Enel Green Power Ventos de São Roque 06 S.A.
132.	Enel Green Power Ventos de São Roque 07 S.A.
133.	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.
134.	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.
135.	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.
136.	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.
137.	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.
138.	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.
139.	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.
140.	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.
141.	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.
142.	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.
143.	Enel Green Power Zeus II - Delfina VIII S.A.
144.	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.
145.	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.
146.	Enel Green Power Fontes II Participações S.A.
147.	Enel Green Power Lagoa II Participações S.A.
148.	Enel Green Power Lagoa III Participações S.A.
149.	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.
150.	Enel Green Power São Gonçalo III Participações S.A.
151.	Enel Green Power São Gonçalo Participações S.A.
152.	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações S.A.
153.	Enel Soluções Energéticas Ltda.
154.	EnelPower Ltda.
155.	Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis S.A.
156.	Isamu Ikeda
157.	Jade Enertgia Ltda.
158.	Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda.
159.	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.
160.	Primavera Energia S.A.
161.	Quatiara Energia S.A.
162.	Socibe Energia S.A.
163.	Ventos de Santa Angela Energias Renováveis S.A.
164.	Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis S.A.
165.	Ventos de Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.
166.	Ventos de São Roque Energias Renováveis S.A.
167.	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.
168.	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.
169.	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.

(*) Sociedad holding en Brasil que controla y consolida a todas las compañías en Brasil.

Colombia	
1.	Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP.

Costa Rica	
1.	Enel Green Power Costa Rica S.A.
2.	PH Chucas S.A.
3.	PH Guacino S.A.
4.	Globyte S.A.
5.	PH Río Volcán, S.A.
6.	Ph Don Pedro, S.A.
7.	Energía Global Operaciones S.R.L.

Guatemala	
1.	Enel Green Power Guatemala S.A.
2.	Renovables de Guatemala S.A.
3.	Generadora de Occidente Ltda.
4.	Transmisora de Energía Renovable S.A.
5.	Generadora Montecristo S.A.
6.	Tecnoguat S.A.

Panamá	
1.	Enel Green Power Panamá S.R.L.
2.	Enel Fortuna, S.A.
3.	Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.
4.	Llano Sánchez Solar Power One S.R.L.
5.	Enel Solar, S.R.L.
6.	Generadora Solar Tole S.R.L.
7.	Jagüito Solar 10 MW, S.A.
8.	Progreso Solar 20 MW, S.A.

Perú	
1.	Enel Green Power Perú S.A.C.
2.	Energética Monzón S.A.C.
3.	Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C.
4.	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C.

3. De acuerdo a lo solicitado, se adjuntó en el Anexo 1 la información financiera disponible resumida de aquellas sociedades que se integrarían a Enel Américas S.A. mediante la Fusión y que cuentan con información financiera pública. Se hace presente que, los evaluadores y peritos que están analizando la operación han tenido acceso a información de las compañías involucradas que no es pública y que próximamente accederán a información contable actualizada que les permitirá concluir la preparación de sus informes.

4. Para mayores antecedentes, se adjuntó presentación que se efectuó al mercado el pasado 22 de septiembre y que fue publicada en la página web de la Compañía en esa misma fecha, Adicionalmente, destacamos que una vez los informes de los evaluadores y peritos sean presentados al directorio, los mismos serán puestos a disposición del mercado en la página web de la Compañía.

Compañía	31/12/2019 Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Argentina SA	Individual	Argentina	-	-	-	-	-	(1.123)	-	-	-	(2.239)
Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Consolidado	Brasil	401.738	3.113.729	3.515.467	759.848	871.655	1.883.963	3.515.467	322.034	204.211	66.681
Alvorada Energia S.A.	Individual	Brasil	1.256	7.199	8.455	2.362	3	6.090	8.455	2.226	647	555
Apiacás Energia S.A.	Individual	Brasil	3.673	4.987	8.661	1.775	3	6.883	8.661	5.764	3.818	3.594
Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Individual	Brasil	11.159	47.997	59.155	2.645	20.509	36.002	59.155	7.808	4.770	2.916
Enel Green Power Cabeça de Boi S.A.	Individual	Brasil	7.485	85.958	93.442	6.229	28.555	58.658	93.442	7.667	2.688	(348)
Enel Green Power Cristal Eólica S.A	Individual	Brasil	3.571	48.450	52.021	8.864	2.585	40.573	52.021	6.648	3.464	2.065
Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Individual	Brasil	77	7.928	8.005	3.310	207	4.488	8.005	-	(19)	(19)
Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Individual	Brasil	73	5.674	5.747	1.388	223	4.136	5.747	-	(19)	(19)
Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Individual	Brasil	36	5.384	5.420	988	233	4.199	5.420	-	(18)	(18)
Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Individual	Brasil	57	5.662	5.720	1.430	222	4.068	5.720	-	(18)	(18)
Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Individual	Brasil	-	5.001	5.001	1.314	198	3.489	5.001	-	(17)	(17)
Enel Green Power Damascena Eólica S.A.	Individual	Brasil	4.619	37.569	42.188	4.429	17.619	20.139	42.188	5.900	2.987	756
Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Individual	Brasil	12.740	156.685	169.425	20.199	65.545	83.680	169.425	13.830	5.413	2.776
Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Individual	Brasil	8.747	44.527	53.274	3.224	21.216	28.834	53.274	6.670	3.716	2.044
Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.	Individual	Brasil	3.404	14.548	17.952	829	5.516	11.607	17.952	1.701	832	383

Compañía	31/12/2019 Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Individual	Brasil	9.050	48.804	57.854	3.441	21.860	32.552	57.854	7.193	3.787	1.951
Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Individual	Brasil	10.756	49.098	59.854	3.768	21.822	34.264	59.854	9.298	6.207	4.306
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Individual	Brasil	2.881	4.808	7.689	3.287	47	4.354	7.689	-	73	54
Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Individual	Brasil	5.566	39.091	44.657	3.036	1.142	40.479	44.657	7.480	3.750	3.605
Enel Green Power Emiliana Eólica S.A.	Individual	Brasil	3.849	37.061	40.910	2.554	530	37.825	40.910	5.865	2.348	2.086
Enel Green Power Esperança Eólica S.A.	Individual	Brasil	2.687	39.510	42.197	4.858	885	36.455	42.197	5.109	2.368	2.217
Enel Green Power Fazenda S.A.	Individual	Brasil	3.337	78.386	81.723	7.805	18.941	54.977	81.723	6.287	1.719	(569)
Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Individual	Brasil	7.235	134.130	141.365	13.318	18.927	109.120	141.365	15.408	8.097	5.704
Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Individual	Brasil	4.565	104.585	109.150	11.279	53.298	44.573	109.150	6.727	2.277	1.084
Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Individual	Brasil	6.047	102.151	108.198	12.512	53.225	42.461	108.198	7.684	1.690	556
Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Individual	Brasil	7.239	178.668	185.906	24.466	81.467	79.973	185.906	10.590	3.076	1.217
Enel Green Power Joana Eólica S.A.	Individual	Brasil	2.755	36.276	39.031	2.362	811	35.858	39.031	6.436	2.995	2.830
Enel Green Power Maniçoba Eólica S.A.	Individual	Brasil	5.142	39.336	44.479	3.740	16.344	24.394	44.479	4.751	1.908	(31)
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.	Individual	Brasil	3.475	35.715	39.190	4.365	1.080	33.745	39.190	6.800	2.841	2.586
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.	Individual	Brasil	2.772	31.338	34.109	3.469	832	29.808	34.109	5.503	2.429	2.184
Enel Green Power Morro Do Chapeu I Eolica S.A.	Individual	Brasil	14.730	118.945	133.674	16.551	2.126	114.997	133.674	14.136	7.958	7.490

Compañía	31/12/2019 Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Morro Do Chapeu II Eolica S.A.	Individual	Brasil	17.569	92.621	110.191	4.064	1.765	104.361	110.191	14.036	9.217	9.036
Enel Green Power Mourão S.A.	Individual	Brasil	2.515	8.123	10.638	1.014	25	9.599	10.638	2.654	2.475	2.409
Enel Green Power Paranapanema S.A.	Individual	Brasil	7.057	37.171	44.227	5.443	0	38.784	44.227	10.584	7.721	7.429
Enel Green Power Pau de Ferro S.A.	Individual	Brasil	2.054	37.016	39.070	3.817	896	34.357	39.070	6.829	3.619	3.399
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica S.A.	Individual	Brasil	6.830	48.913	55.743	2.708	672	52.363	55.743	7.458	3.859	3.812
Enel Green Power Primavera Eólica S.A	Individual	Brasil	4.354	53.089	57.443	10.478	2.130	44.835	57.443	7.263	4.256	2.866
Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	Individual	Brasil	7.510	83.914	91.424	5.477	24.688	61.259	91.424	10.634	3.163	264
Enel Green Power São Abraão S.A.	Individual	Brasil	11.860	45.776	57.637	2.678	20.461	34.499	57.637	7.752	4.883	3.073
Enel Green Power Sao Goncalo 01 S.A.	Individual	Brasil	608	34.817	35.426	7.995	302	27.129	35.426	88	(92)	26
Enel Green Power Sao Goncalo 02 S.A.	Individual	Brasil	1.146	35.856	37.001	16.320	330	20.351	37.001	-	(24)	(265)
Enel Green Power Sao Goncalo 03 S.A.	Individual	Brasil	260	50.444	50.703	11.521	328	38.854	50.703	-	(96)	(405)
Enel Green Power Sao Goncalo 04 S.A.	Individual	Brasil	205	39.230	39.435	27.403	330	11.702	39.435	-	(24)	(19)
Enel Green Power Sao Goncalo 05 S.A.	Individual	Brasil	427	38.185	38.611	27.533	330	10.747	38.611	-	(20)	(15)
Enel Green Power Sao Goncalo 06 S.A.	Individual	Brasil	440	22.657	23.097	15.251	302	7.544	23.097	-	(6)	(137)
Enel Green Power Sao Goncalo 07 S.A.	Individual	Brasil	873	5.412	6.285	4.148	228	1.908	6.285	-	(5)	(9)
Enel Green Power Sao Goncalo 08 S.A.	Individual	Brasil	212	4.649	4.861	3.208	282	1.371	4.861	-	(4)	(9)

	31/12/2019											
Compañía	Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Sao Goncalo 10 S.A.	Individual	Brasil	248	34.667	34.915	24.514	330	10.071	34.915	-	(20)	(37)
Enel Green Power Sao Goncalo 11 S.A.	Individual	Brasil	147	7.771	7.918	3.390	228	4.300	7.918	-	(4)	(12)
Enel Green Power Sao Goncalo 12 S.A.	Individual	Brasil	191	3.723	3.913	3.058	228	627	3.913	-	(5)	(16)
Enel Green Power Sao Goncalo 21 S.A.	Individual	Brasil	283	24.265	24.548	9.586	330	14.632	24.548	-	(153)	(207)
Enel Green Power Sao Goncalo 22 S.A.	Individual	Brasil	301	35.710	36.011	11.405	330	24.275	36.011	44	(143)	(84)
Enel Green Power São Judas Eólica S.A.	Individual	Brasil	4.511	46.639	51.150	8.926	2.158	40.066	51.150	7.023	3.716	2.295
Enel Green Power Tacaicó Eólica S.A.	Individual	Brasil	2.738	23.972	26.710	1.906	596	24.208	26.710	4.381	2.121	2.006
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 01 S.A.	Individual	Brasil	80	29.679	29.759	16.236	284	13.239	29.759	-	(21)	(34)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 02 S.A.	Individual	Brasil	24.448	35.496	59.944	10.342	300	49.303	59.944	-	(10)	(116)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 03 S.A.	Individual	Brasil	7	24.884	24.891	3.430	292	21.169	24.891	-	(17)	(169)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 04 S.A.	Individual	Brasil	2	24.801	24.803	3.839	282	20.682	24.803	-	(22)	(177)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 05 S.A.	Individual	Brasil	5	23.888	23.893	14.613	307	8.973	23.893	-	(29)	26
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 06 S.A.	Individual	Brasil	3	23.586	23.590	17.212	296	6.081	23.590	-	(22)	21
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 07 S.A.	Individual	Brasil	54	18.289	18.343	12.300	219	5.823	18.343	-	(16)	19
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 08 S.A.	Individual	Brasil	139	18.192	18.331	11.597	273	6.461	18.331	-	(15)	22
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 09 S.A.	Individual	Brasil	7	13.293	13.299	5.233	401	7.665	13.299	-	(19)	42

	31/12/2019											
Compañía	Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Individual	Brasil	6	24.155	24.161	3.773	362	20.026	24.161	-	(20)	(39)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Individual	Brasil	4	31.875	31.880	9.054	364	22.461	31.880	-	(30)	(299)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Individual	Brasil	27	42.673	42.700	22.473	502	19.725	42.700	-	(164)	(204)
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Individual	Brasil	6	14.617	14.623	9.731	390	4.503	14.623	-	(18)	43
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Individual	Brasil	3	19.234	19.237	8.279	432	10.526	19.237	-	(20)	160
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Individual	Brasil	2	13.586	13.588	9.917	259	3.413	13.588	-	(15)	29
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Individual	Brasil	3	15.140	15.144	12.164	291	2.689	15.144	-	(18)	26
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Individual	Brasil	6	17.894	17.900	13.256	251	4.393	17.900	-	(44)	(8)
Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 16 S.	Individual	Brasil	4	3.652	3.655	802	274	2.579	3.655	-	(9)	11
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 S.A.	Individual	Brasil	229	4.137	4.366	974	-	3.392	4.366	-	(8)	(8)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 S.A.	Individual	Brasil	225	5.970	6.195	775	-	5.420	6.195	-	(7)	(7)
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Individual	Brasil	4.470	3	4.473	701	-	3.772	4.473	-	(0)	(0)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 S.A.	Individual	Brasil	377	4.559	4.936	840	-	4.096	4.936	-	(7)	(8)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 S.A.	Individual	Brasil	13	4.789	4.803	763	-	4.039	4.803	-	(0)	(0)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 S.A.	Individual	Brasil	37	4.793	4.830	765	-	4.064	4.830	-	(0)	(0)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 S.A.	Individual	Brasil	4	6.608	6.612	2.560	-	4.052	6.612	-	(0)	(0)

	31/12/2019											
Compañía	Estados Financieros	País	Activos Corrientes miles USD	Activos No-Corrientes miles USD	Total Activos miles USD	Pasivos Corrientes miles USD	Pasivos No-Corrientes miles USD	Patrimonio miles USD	Total Pasivos y Patrimonio miles USD	Ingresos miles USD	Resultado de Explota-ción miles USD	Ganancia (Pérdida) miles USD
Enel Green Power Zeus II Delfina VIII Eólica S.A.	Individual	Brasil	6.816	35.306	42.122	6.323	958	34.842	42.122	6.573	2.478	1.024
Enel Soluções Energéticas Ltda.	Individual	Brasil	1.135	12.809	13.944	2.779	209	10.955	13.944	1.275	109	83
Isamu Ikeda Energia S.A.	Individual	Brasil	8.213	11.900	20.113	2.334	57	17.722	20.113	8.424	5.578	5.306
Primavera Energia S.A.	Individual	Brasil	4.934	16.478	21.412	6.121	23	15.268	21.412	8.722	6.058	5.770
Quatiara Energia S.A.	Individual	Brasil	1.289	3.551	4.841	660	43	4.137	4.841	920	(236)	(359)
Socibe Energia S.A.	Individual	Brasil	10.512	3.750	14.262	6.892	-	7.370	14.262	6.076	4.820	4.764
Energia Y Servicios South America Spa	Consolidado	Chile	-	-	-	-	-	400.929	-	-	-	(6.738)
Enel Green Power Colombia SAs Esp	Individual	Colombia	-	-	-	-	-	75.244	-	-	-	(4.492)
Enel Green Power Costa Rica	Individual	Costa Rica	-	-	-	-	-	143.750	-	-	-	6.738
Ph Chucas SA	Individual	Costa Rica	-	-	-	-	-	120.166	-	-	-	(10.107)
Enel Green Power Guatemala SA	Individual	Guatemala	-	-	-	-	-	(1.123)	-	-	-	-
Renovables De Guatemala SA	Individual	Guatemala	-	-	-	-	-	345.899	-	-	-	1.123
Transmisora De Energia Renovable SA	Individual	Guatemala	-	-	-	-	-	34.815	-	-	-	1.123
Enel Green Power Panama SA	Individual	Panama	-	-	-	-	-	165.088	-	-	-	34.815
Enel Green Power Perú SA	Individual	Perú SA	-	-	-	-	-	96.582	-	-	-	3.369

Merger of EGP Américas' Assets
Transaction description

September 22nd, 2020

Enel Américas Investor Relations

Enel Américas recent history

The Proposed Transaction paves the way for a new growth phase

Enel Dx Goiás
1. Price: US$ 720 mn
2. Clients: 2.9 mn
3. Location: State of Goiás

Volta Grande acquisition
1. Price: US$ 445 mn
2. Installed capacity: 380 MW
3. Location: State of Minas Gerais

Merger becomes effective

Accelerating the energy transition

2016 — **2017** — **2018** — **2019** — **Q4 2020** — **Q2 2021**

Business reorganization in Latam

Purchase of 7.5% stake in Enel Dx Perú from minorities
Price: US$ 80 mn

Enel Dx Sao Paulo
1. Price: US$ 2.4 bn
2. Clients: 7.2 mn
3. Location: Sao Paulo

US$ 3bn Capital Increase: Financial flexibility improvement

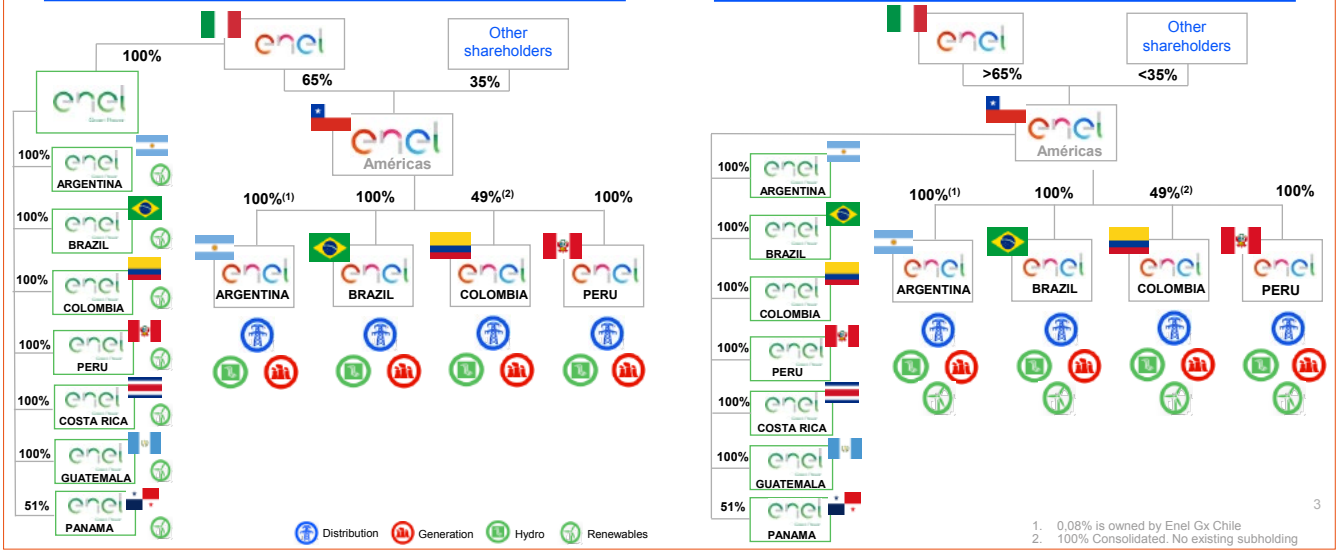
Shareholders' Meeting of Enel Américas to vote on the merger of EGP Américas into Enel Américas

Consolidation of distribution business → **New Growth phase**

2

Proposed Transaction

Merger of EGP assets in Central and South America ex Chile in Enel Américas



Transaction rationale

Enel Américas would be fully integrated along the power value chain

Américas

- Accelerate Enel Américas' positioning within energy transition
- Consolidate Enel Américas as a leading power utility in Central and South America
- Diversify the asset portfolio of Enel Américas both by geography and generation technology
- Access to the know-how and track record of EGP, global leader in renewable development
- Provide a clear path to organic growth in renewable power generation
- Preserve the financial flexibility and discipline of the Enel Américas' Group to further acquisitions

4

Transaction perimeter

EGP Américas manages a portfolio of c. 5.1 GW assets, in operation or in execution…

MW in operation

Guatemala

Installed capacity	164MW

Colombia

Installed capacity	86MW

Peru

Installed capacity	312MW

Costa Rica

Installed capacity	81MW

Panama

Installed capacity[2]	362MW

Brazil

Installed capacity	1,872MW

Total Estimated Capacity: 5.1 GW

In Operation: 2.9 GW

Projects in Execution[1]: 2.2 GW

PV Solar · Wind · Hydro

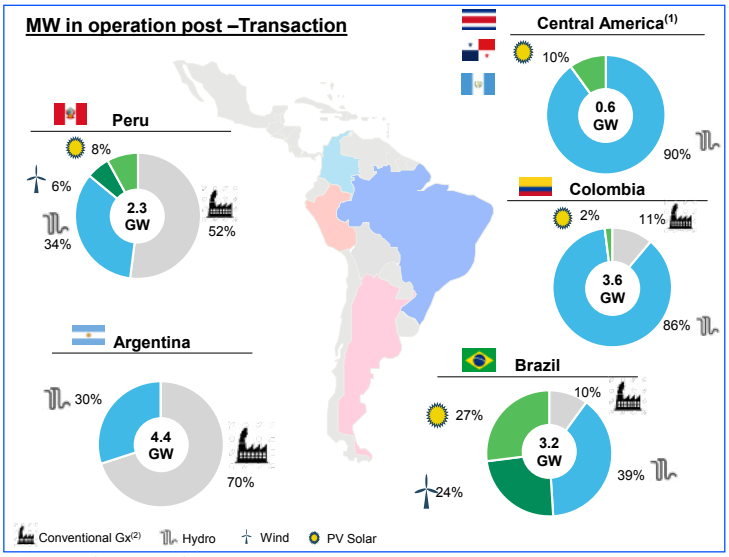
Source: ENEL 1H 2020 results

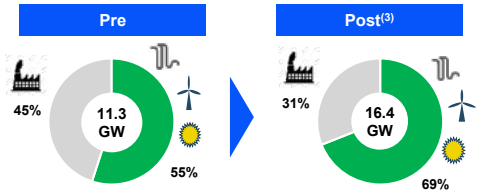
1. Does not include Argentina as the Pampa project (100 MW wind power) has been postponed
2. Includes Fortuna, Hydro plant (300 MW)

5

Generation mix post-Transaction

…which will reposition Enel Américas within the energy transition





55% emission free → ***c. 70% emission free***

Accelerate and facilitate the decarbonization path

Extract synergies and minimize operational and financial risk

More sustainable generation mix and business model going forward

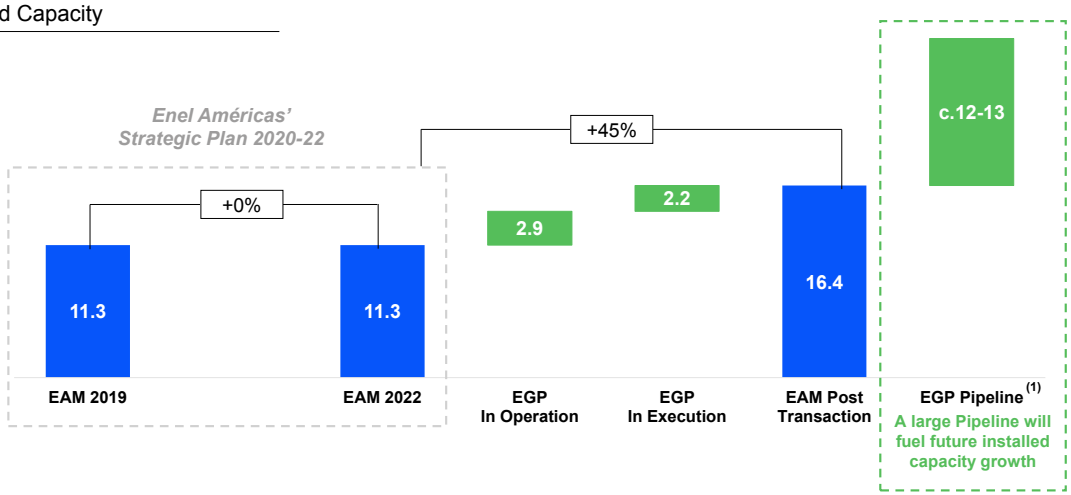
1. Includes Panamá, Costa Rica and Guatemala
2. Includes oil & gas, CCGT and coal
3. Includes MW in operation (2.9 GW) and projects in execution (2.2 GW)

6

Growth profile going forward

Future growth strongly supported by EGP Américas' asset base and capabilities to build a large pipeline

GW of Installed Capacity



1. As per Enel 1H 2020 results presentation. It includes pipeline in Brazil, Colombia, Peru and Panama

7

Transaction indicative milestones

The Transaction will be treated as a Related Party Transaction under Chilean Law

Related Party Transaction Process

~45 days

21 Sep

1 **Board of Directors of Enel Américas launches the Related Party Transaction and appoints:**

- ✓ Independent evaluators
- ✓ Appraiser for the Merger

Mid Nov

2 **Independent evaluators and appraisers present their reports:**

- ✓ Corporate interest
- ✓ Market terms and conditions

3 **Board of Directors of Enel Américas summons EGM to approve the merger:**

- ✓ Takes note of the reports from evaluators, Committee of independent directors and appraiser and individual directors opinions
- ✓ Pro-forma financial statements as of September 30, 2020 for merger
- ✓ Proposal of final terms and conditions for the Merger is defined

End Dec

4 **EGM votes on the merger**

- ✓ Related Party Transaction: 2/3 of the share capital
- ✓ Bylaws amendment: 75% of the share capital

30 days withdrawal right period

Shareholders who voted against or did not vote could exercise a withdrawal right at a price calculated as the weighted-average price of the shares of Enel Americas in the 60 trading days preceding the 30 trading days prior to the date of the EGM that voted on the merger

The Transaction is targeted for completion in Q2 2021

8

Merger of EGP Américas' Assets

Disclaimer

Important Legal Information

This presentation does not constitute an offer to sell securities and is not soliciting an offer to buy any securities in any jurisdiction.

This presentation should in no way be deemed to be an offer or an invitation to participate in the proposed merger described in this presentation. Such transaction is subject to certain corporate, shareholder and regulatory approvals and to corporate and securities laws and other regulations applicable in Chile, the United States of America and other relevant jurisdictions.

Forward-Looking Statements

This presentation contains statements that may constitute forward-looking statements within the meaning of the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995. These forward-looking statements appear throughout this presentation and include statements regarding the intent, belief or current expectations of Enel Américas and its management with respect to, among other things: (i) Enel Américas' business plans, including the proposed merger; (ii) trends affecting Enel Américas' financial condition or results of operations, including market trends in the electricity sector in Argentina, Brazil, Colombia and Peru; (iii) the impact of competition and regulation in the electricity sector in Argentina, Brazil, Colombia and Peru; (iv) political and economic conditions in the countries in which Enel Américas and its affiliates operate; and (v) other statements included in this presentation regarding matters that are not historical facts. Such forward-looking statements are not guarantees of future performance and involve certain risks and uncertainties. Actual results may differ materially from those provided in the forward-looking statements as a result of various risks and uncertainties, including those described in Enel Américas' Annual Report on Form 20-F filed with the U.S. Securities and Exchange Commission.

Readers are cautioned not to place undue reliance on these forward-looking statements which speak only as of the dates they were made. Neither Enel Américas nor any of its affiliates undertakes any obligation to update or revise the forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or otherwise, except as required by law.

For all these forward-looking statements, Enel Américas claims the protection of the safe harbor for forward-looking statements contained in the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995.

9

Merger of EGP Américas' Assets

Contact us

Rafael de la Haza
Head of Investor Relations

Investor Relations team
Jorge Velis
Javiera Rubio
Nicolás Gracia
Francisco Basauri
Gonzalo Juárez
María Luz Muñoz

Contacts
Email: ir.enelamericas@enel.com

Channels

Website
www.enelamericas.com

Mobile App
Enel Américas Investors

Download App

iOS Android

Thank you.

• Con fecha 6 de noviembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

De conformidad con lo resuelto por el Directorio de Enel Américas S.A. ("Enel Américas" o la "Compañía") y habiéndose recibido el día 6 de noviembre de 2020 los siguientes informes relativos a la operación de fusión mediante la cual Enel Américas absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquélla las filiales de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power (Italia) posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), en adelante la "Operación de Fusión", objeto de Hechos Esenciales emitidos por la Compañía con fechas 21 de septiembre, 9 y 28 de octubre, todos de 2020, se colocan a disposición de los señores accionistas:

(i) Informe Definitivo emitido por el evaluador independiente designado por el Directorio de Enel Américas, Banco Santander, respecto de las condiciones de la Operación de Fusión, sus efectos y su potencial impacto sobre Enel Américas.

(ii) Informe Definitivo emitido por el evaluador independiente designado por el Comité de Directores de Enel Américas, Banchile Asesoría Financiera S.A., respecto de las condiciones de la Operación de Fusión, sus efectos y su potencial impacto sobre Enel Américas.

(iii) Informe Definitivo emitido por el Perito Independiente designado por Enel Américas, señor Pablo D'Agliano, sobre el valor de las sociedades que se fusionan, Enel Américas y EGP Américas SpA y la relación de canje de las acciones de las referidas sociedades y correspondiente balance proforma, en el marco de la Operación de Fusión.

Asimismo, se tomó conocimiento de la emisión del Informe Definitivo realizado por el Perito Independiente designado por EGP Américas SpA, señor David Jana, sobre el valor de las sociedades que se fusionan, Enel Américas y EGP Américas SpA y la relación de canje de las acciones de las referidas sociedades y correspondiente balance proforma. Cabe destacar que este informe ha sido obtenido de la página web de EGP Américas SpA: https://www.enelgreenpower.com/es/paises/egp-americas, donde se halla publicado.

Copia de los documentos antes señalados se encontrarán, a contar del 6 de noviembre de 2020, a disposición de los señores accionistas en el sitio web de la Compañía, www.enelamericas.com y en las oficinas sociales localizadas en Santa Rosa 76, piso 15, Santiago, Chile, correspondientes a la Gerencia de Relaciones con los Inversionistas.

Finalmente, se comunica que el próximo viernes 13 de noviembre, se efectuará una presentación respecto a los informes referidos en esta presentación, así como de las demás materias relacionadas con la Operación de Fusión, a la cual tendrán acceso todos los inversionistas locales y extranjeros, accionistas y el mercado en general. Detalles para conectarse, horario de la conferencia y copia de la presentación estarán disponibles oportunamente a todos los interesados en la página web de la compañía: www.enelamericas.com.

• Con fecha 12 de noviembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enel Américas S.A., en sesión extraordinaria celebrada el día 12 de noviembre de 2020, acordó, por la unanimidad de sus miembros en ejercicio, convocar a una junta extraordinaria de accionistas de Enel Américas a ser celebrada el 18 de diciembre de 2020 (la "Junta"), a las 10:00 AM horas en Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Sin perjuicio de lo anterior, a fin de posibilitar la participación y votación virtuales de los señores accionistas, el Directorio de Enel Américas acordó implementar al efecto sistemas que cumplen la Norma de Carácter General N°435 y Oficio Circular N°1.141 de esa Comisión. En las citaciones a Junta y en la página web de Enel Américas (www.enelamericas.com) se informará cómo acceder a la Junta en forma remota y participar en la misma.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta, según corresponda, serán las siguientes:

1. Fusión. Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, la operación consistente en la fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"), la cual tendrá por objeto permitir a Enel Américas controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). La Fusión, el aumento de capital asociado a la misma, la relación de

canje, los antecedentes que les sirven de fundamento y los términos y condiciones particulares de la Fusión, se describen en el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión".

La relación de canje será de 0,43 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas, o aquella otra que acuerde la Junta dentro de un rango de entre 0,41 y 0,45 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas; en todos los casos, sin considerar fracciones de acciones.

De esta manera, para efectos de materializar la Fusión, se propone emitir 32.717.113.745 nuevas acciones de Enel Américas, o aquella otra cantidad que determine la Junta en función de lo anterior, todas las cuales quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas en la fecha en que la Fusión surta sus efectos. Las nuevas acciones que se emitan se destinarán íntegramente a él o los accionistas de EGP Américas, de acuerdo a la relación de canje que se establezca por la Junta, facultándose expresamente al Directorio para emitir las nuevas acciones producto del aumento de capital referido.

Lo anterior es sin perjuicio de las capitalizaciones o ajustes que corresponda efectuar al capital social de conformidad a la ley, incluyendo la capitalización del mayor valor obtenido de la colocación de acciones acordadas emitir en junta extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2019.

Los acuerdos de la Junta en relación a este punto quedarán sujetos al cumplimiento de todas y cada una de las condiciones suspensivas que se indican en el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión" y surtirán sus efectos en la fecha que, para estos efectos, se indica en dicho documento.

2. Operación con Partes Relacionadas. Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Fusión en cuanto Operación con Partes Relacionadas. Lo anterior, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que, desde antes o bien a partir de esta fecha, han quedado a disposición de los accionistas en el domicilio social (Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile) y en el sitio web de Enel Américas (www.enelamericas.com):

   (a) Estados financieros de Enel Américas y EGP Américas al 30 de septiembre de 2020, ambos debidamente auditados por KPMG, auditores externos de aquéllas;
   (b) Informes periciales preparados por peritos independientes designados, respectivamente, por Enel Américas y EGP Américas para efectos de la Fusión;
   (c) Dos informes de los evaluadores independientes designados, respectivamente, por el Directorio y el Comité de Directores de Enel Américas;
   (d) Pronunciamiento Colectivo del Comité de Directores de Enel Américas;
   (e) Pronunciamiento Colectivo del Directorio de Enel Américas;
   (f) Términos y Condiciones de la Fusión, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y
   (g) Opiniones individuales emitidas por los directores de Enel Américas, todas las cuales han sido recepcionadas por Enel Américas con esta misma fecha, y se encuentran disponibles en el domicilio social y página web antes indicada.

3. Modificación de estatutos de Enel Américas. Aprobar las siguientes modificaciones a los estatutos de Enel Américas: (i) eliminar las limitaciones y restricciones establecidas en los estatutos por aplicación del Título XII del Decreto Ley N° 3.500 de 1980 y, particularmente, la consistente en que un accionista no pueda concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas. No obstante lo anterior, permanecerán vigentes todos los artículos relativos a la existencia y aprobación de la Política de Inversiones y Financiamiento. En consecuencia, se propone eliminar de los estatutos de la Compañía los artículos Primero Bis, Quinto Bis, Noveno Bis, Décimo Cuarto Bis, Vigésimo Cuarto Bis y Vigésimo Séptimo Bis, y modificar el Artículo Vigésimo, Vigésimo Bis, Trigésimo Sexto, Trigésimo Séptimo y Cuadragésimo Tercero; (ii) reflejar los acuerdos relativos a la Fusión, sustituyendo para tales efectos los Artículos Quinto y Primero Transitorio de los estatutos sociales; y (iii) otorgar un texto refundido de los estatutos sociales de Enel Américas que incorpore las modificaciones antes indicadas, así como otras que puedan ser acordadas en la Junta. Los acuerdos de la Junta en relación a este punto surtirán sus efectos conjuntamente con la Fusión.

4. Demás Acuerdos Necesarios y Facultades al Directorio de Enel Américas. Adoptar los demás acuerdos que sean necesarios o convenientes para, entre otros, legalizar y hacer efectivas las modificaciones antes indicadas. Asimismo, facultar al Directorio de Enel Américas para

realizar todas las actuaciones que sean necesarias o convenientes en el contexto de la Fusión, Operación entre Partes Relacionadas y Modificaciones Estatutarias señaladas, incluyendo solicitar la inscripción de las acciones representativas del aumento de capital en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero y, en general, perfeccionar todos los demás actos relacionados a la Fusión, tanto en Chile como en el extranjero, con amplias facultades.

5. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras Operaciones con Partes Relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Enel Américas, con indicación de los directores que las hayan aprobado.

• Con fecha 26 de noviembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En sesión de Directorio de Enel Américas S.A. celebrada el día 26 de noviembre de 2020, se acordó distribuir un dividendo provisorio N°102 ascendente a US$0,000959327860769386 por acción. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de la Sociedad al 30 de septiembre de 2020, determinada con base en los estados financieros de la Sociedad a dicha fecha.

El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio dólar observado que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 22 de enero de 2021.

El dividendo provisorio se pagará a partir del día 29 de enero de 2021 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuará el día 15 de enero de 2021 en el diario El Mercurio de Santiago.

• Con fecha 26 de noviembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enel Américas S.A., en sesión ordinaria celebrada el día 26 de noviembre de 2020, acordó, por la unanimidad de sus miembros en ejercicio, actualizar el documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión" en lo referente al perfeccionamiento de las condiciones suspensivas para la materialización de la fusión y de la preservación del valor entre las sociedades que se fusionarán. En consecuencia, el Directorio ha ordenado la colocación de la versión actualizada de dicho documento en el sitio web de la Compañía www.enelamericas.com, quedando éste a disposición de los accionistas y del mercado en general.

• Con fecha 1 de diciembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación a la operación de fusión mediante la cual Enel Américas absorberá a EGP Américas SpA y consecuencialmente incorporará en aquélla las filiales de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power (Italia) posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), con fecha 1 de diciembre de 2020, la administración de la Compañía publicó en el sitio web de la Compañía www.enelamericas.com una presentación con información complementaria relativa a la operación propuesta, quedando ésta a disposición de los accionistas y del mercado en general.

• Con fecha 17 de diciembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Se adjunta comunicación remitida el día 17 de diciembre por nuestra matriz, Enel SpA, mediante la cual dicha sociedad informa que planea lanzar una oferta pública voluntaria para la adquisición de acciones y American Depositary Shares ("ADS") de Enel Américas por hasta un máximo del 10% de su capital social actual (la "OPA"). La OPA se lanzaría por un precio de 140 pesos chilenos por acción (o su equivalente en dólares estadounidenses en el momento de la liquidación en el caso de los ADS). La OPA ofrece a los accionistas la oportunidad de vender sus acciones a un precio superior a los 109,79 pesos chilenos por acción que, de conformidad con la ley, Enel Américas debe ofrecer a los accionistas que decidan ejercer su derecho de retiro con ocasión de la operación de fusión. Según lo indicado por Enel SpA en la carta adjunta, la OPA no se lanzará si la fusión por incorporación de EGP Américas S.p.A. en Enel Américas y la modificación de los estatutos de Enel Américas no entran en vigencia antes del 31 de diciembre de 2021. Mayores detalles se hallan en la mencionada comunicación, que se adjunta.

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma
T +39 06 83054665

ENEL-COR-17/12/2020-0025166

Enel Américas S.A.
Santa Rosa 76
Santiago
Chile

Roma
17 de diciembre de 2020

A la at. de D. Francisco de Borja Acha Besga
Presidente

Señor Presidente,

En relación con el proceso de integración en Enel Américas S.A. ("Enel Américas") del negocio de Enel SpA ("Enel") en el sector de las energías renovables no convencionales en Centro y Sudamérica, excepto Chile, por medio de la presente le informo que Enel ha decidido poner a disposición de los accionistas minoritarios que deseen reducir su participación en Enel Américas como consecuencia de dicho proceso un mecanismo de liquidez en mejores términos que los que proporcionaría el derecho a retiro a los accionistas disidentes.

Para ello, y en el caso en que todos los acuerdos sometidos a la aprobación de la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas el 18 de diciembre de 2021 resulten aprobados y se cumplan las demás condiciones suspensivas a las que quedaría sujeta la fusión de Enel Américas y EGP Américas SpA, conforme al documento denominado "Términos y Condiciones de la Fusión", Enel formularía una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA"), dirigida a la totalidad de las acciones y *American Depositary Shares* ("ADSs") de Enel Américas, para la adquisición de acciones que representen hasta un máximo del 10% de su capital social actual. La OPA sería por un precio de 140 pesos chilenos por acción (o su equivalente en dólares estadounidenses en el momento del pago en el caso de ADSs). La OPA se llevaría a efecto inmediatamente después de consumada la fusión, y estaría sujeta al cumplimiento de todos aquellos requisitos que resulten de la normativa chilena y estadounidense y demás que sea de aplicación.

Este compromiso quedará sin ulterior valor y efecto en el caso en que la fusión de Enel Américas y EGP Américas SpA y la modificación de los estatutos de Enel Américas no se llevasen a efecto a más tardar el 31 de diciembre de 2021 en los términos aprobados en la referida Junta Extraordinaria de Accionistas.

Por último, le rogamos que el contenido de esta carta sea debidamente hecho público y difundido a fin de que llegue a conocimiento de todos los accionistas de Enel Américas y demás interesados.

Atentamente,

Francesco Starace

• Con fecha 18 de diciembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Mediante junta extraordinaria celebrada con esta fecha, los accionistas de la Sociedad aprobaron la fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile). Asimismo, la Fusión fue aprobada en cuanto operación con partes relacionadas regida por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas. Adicionalmente, se aprobaron todos los cambios estatutarios propuestos para viabilizar la Fusión, entre los cuales se cuenta la eliminación de los artículos correspondientes al Título XII del Decreto Ley 3.500 y particularmente la consistente en que un accionista no pueda concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas, con excepción de los referidos a la Política de Inversiones y Financiamiento que, a propuesta del Directorio, se mantienen. Las modificaciones estatutarias antes indicadas surtirán sus efectos conjuntamente con la Fusión.

La Fusión se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta, las cuales se detallan en los Términos y Condiciones de la Fusión colocado en la página web de la Sociedad: www.enelamericas.com. Una vez verificado el cumplimiento de las condiciones suspensivas aprobadas, Enel Américas y EGP Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales condiciones (la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión"), de la cual deberá dejarse constancia al margen de la inscripción social de EGP Américas y Enel Américas en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago. La Fusión tendrá efecto el primer día del mes siguiente a la fecha en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión, salvo que la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión se otorgue con posterioridad al 31 de marzo de 2021, en cuyo caso la fecha de efectividad de la Fusión será el día siguiente a la fecha del otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de las Condiciones de la Fusión.

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US$6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas 2 de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surta sus efectos. Para tales efectos, se entregarán 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

Por último, se comunica que de conformidad con lo establecido en el artículo 69 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, los accionistas disidentes del acuerdo de Fusión tendrán derecho a retirarse de Enel Américas, previo pago por ésta del valor de sus acciones. Los detalles sobre la forma de ejercicio del derecho a retiro, su precio y las modalidades de pago del precio se informarán mediante aviso que se publicará en el diario El Mercurio de Santiago y en el sitio web de Enel Américas (www.enelamericas.com), además de ser objeto de una comunicación escrita dirigida a los accionistas con derecho al domicilio que tuvieren registrado en Enel Américas.

• Con fecha 21 de diciembre de 2020 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la fusión por incorporación mediante la cual Enel Américas S.A. adquiriría la propiedad y el control de las filiales de energía renovable no convencional que la sociedad relacionada Enel Green Power S.p.A. posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), en adelante la Fusión, la cual fue aprobada por los accionistas de Enel Américas en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el pasado 18 de diciembre de 2020 a las 10 horas, hemos tomado conocimiento que EGP Américas SpA ("EGP Américas"), en Junta de Accionistas también celebrada el pasado 18 de diciembre de 2020 a las 14:15 horas, aprobó la Fusión en los mismos términos que aquellos aprobados por los accionistas de Enel Américas S.A., según ha sido publicado en la página web de dicha sociedad, https://www.enelgreenpower.com/es/paises/egpamericas.

Glosario

AFP
Administradora de Fondos de Pensiones. Persona jurídica que administra un fondo de pensiones chileno.

ANEEL
Agencia estatal brasileña para la energía eléctrica.

BNDES
El Banco Nacional para el Desarrollo Económico y Social es el agente principal de desarrollo en Brasil, con un foco en el desarrollo social y ambiental sustentable.

Bolsas de Valores Chilenas
Las dos principales bolsas de valores en Chile: la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Cachoeira Dourada
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. Empresa generadora brasileña de propiedad de Enel Brasil. Antiguamente, su razón social era Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

CAMMESA
Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. Entidad autónoma argentina a cargo de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, o MEM. Los accionistas de la CAMMESA son empresas de generación, distribución y transmisión, grandes usuarios y la Secretaría de Energía.

CCEE
Cámara de comercialización de electricidad o cámara de compensación en Brasil.

Cien
Enel CIEN S.A. Empresa brasileña de transmisión, de propiedad plena de Enel Brasil, nuestra subsidiaria. Antiguamente, su razón social era Companhia de Interconexão Energética S.A.

CND
Centro Nacional de Despacho colombiano, encargado de coordinar la operación eficiente y el despacho de las unidades de generación para satisfacer la demanda.

CMF
Comisión para el Mercado Financiero Comisión para el Mercado Financiero chilena, entidad gubernamental que fiscaliza las sociedades anónimas, bancos, los valores y el negocio de los seguros. Reemplaza a la antigua Superintendencia de Valores y Seguros.

Codensa
Empresa de distribución colombiana que opera principalmente en Bogotá y es controlada por nosotros.

COES
Comité de Operación Económica del Sistema. Entidad peruana a cargo de coordinar la operación eficiente y el despacho de las unidades de generación para satisfacer la demanda.

Costanera
Enel Generación Costanera S.A. Empresa de generación argentina, sociedad anónima controlada por nosotros. Su antigua razón social era Endesa Costanera.

CREG
Comisión de Regulación de Energía y Gas Comisión colombiana a cargo de la regulación de la energía y el gas.

CTM
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. Empresa de transmisión argentina y subsidiarias de Enel Brasil.

DCV
Depósito Central de Valores de Chile.

Dock Sud
Central Dock Sud S.A. Empresa de generación argentina y subsidiaria nuestra.

Edesur
Empresa Distribuidora del Sur S.A. Empresa de distribución argentina, con un área de concesión en la zona sur de la gran área metropolitana de Buenos Aires; subsidiaria nuestra.

El Chocón
Enel Generación El Chocón S.A. Empresa de generación argentina, propietaria de dos centrales hidroeléctricas, El Chocón y Arroyito, ambas emplazadas en el río Limay, Argentina, y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Emgesa
Empresa colombiana de generación controlada por nosotros.

Enel
Compañía de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas. Al 31 de diciembre de 2020, era propietaria de un 61,5% del capital accionario de Enel Américas. Es nuestra sociedad matriz.

Enel Américas
Sociedad anónima de responsabilidad limitada constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile y con sede en Chile. Posee subsidiarias dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Es controlada por Enel. Registrante de este Informe. Fue conocida con anterioridad a ello, como Enersis S.A.

Enel Brasil
Empresa holding brasileña y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Endesa Brasil S.A.

Enel Distribución Ceará
Nombre de fantasía de Sociedad anónima brasileña de distribución, que opera en el estado de Ceará, la cual es controlada por Enel Brasil, nuestra subsidiaria. Su actual razón social es Companhía Energética Do Ceara-Coelce .

Enel Distribución Goiás
Nombre de Fantasía de distribución brasileña que opera una concesión en el estado de Goiás, de propiedad de Enel Brasil, nuestra subsidiaria. Su actual nombre comercial es Celg Distribucao S.A.-Celg D.

Enel Distribución Perú
Sociedad anónima de distribución peruana, con un área de concesión en el sector norte de Lima, y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. o Edelnor.

Enel Distribución Rio
Ampla Energia e Serviços S.A. Sociedad anónima de distribución brasileña que opera en Rio de Janeiro, de propiedad de Enel Brasil, y nuestra subsidiaria. Su actual nombre comercial es Enel Distribución Rio.

Enel Generación Perú
Sociedad anónima peruana de generación y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Edegel S.A.A.

Enel Generación Piura
Sociedad anónima peruana de generación y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Empresa Eléctrica de Piura S.A. o EEPSA.

Enel Trading Argentina
Empresa comercializadora de energía, con operaciones en Argentina y nuestra subsidiaria. Anteriormente, su razón social era Central Comercializadora de Energía S.A. o CEMSA.

Enel X
Dvisión de Enel, que busca satisfacer las necesidades de los clientes a través de cuatro líneas de negocio: e-City, e-Home, e-Industries, e-Mobility.

ENRE
Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Autoridad reguladora nacional de Argentina para el sector de energía.

ERNC
Energías Renovables No Convencionales. Fuentes de energía que son continuamente recargadas por procesos naturales, tales como la energía eólica, biomasa, mini hidroeléctrica, geotérmica, solar o mareomotriz.

FONINVEMEM
Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista Fondo argentino creado para aumentar el suministro de electricidad en el MEM.

Fortaleza
Central Generadora Termoelétrica Fortaleza S.A. Empresa de generación brasileña que opera en el estado de Ceará. Enel Brasil, nuestra subsidiaria, tiene la propiedad plena de Fortaleza. Actualmente, su nombre comercial es Enel Generación Fortaleza.

GNL
Gas Natural Licuado

JOA
Junta Ordinaria de Accionistas.

MEM
Mercado Eléctrico Mayorista Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina, Colombia y Perú.

MINEM
Ministerio de Energía y Minas Ministerio de Energía y Minas.

OEF
Obligación de Energía Firme Compromiso de energía firme de generadoras colombianas para garantizar energía en el largo plazo.

PLD
Precio de liquidación de diferencias. Es el precio asignado a las compraventas de energía en el mercado spot brasileño.

SAIDI
Siglas del término en inglés "System Average Interruption Duration Index" es el índice de duración de la interrupción media del sistema eléctrico e indica la duración total de la interrupción para el cliente durante un período de tiempo predefinido. Comúnmente se mide en minutos u horas de interrupción del cliente.

SAIFI
Siglas del término en inglés "System Average Interruption Frequency Index" es el índice que mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros).

SEE
Secretaría de Energía Eléctrica El Ministerio de Energía y Minería argentino gestiona la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía Eléctrica.

SEIN
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Sistema eléctrico interconectado nacional del Perú.

SENACE
Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles Servicio peruano autónomo de certificación ambiental para las inversiones sostenibles que depende del Ministerio del Ambiente peruano.

SIN
Sistema Interconectado Nacional. Sistema eléctrico interconectado nacional. Este tipo de sistema existe tanto en Argentina como en Brasil y Colombia.

TESA
Transportadora de Energía S.A. Empresa de transmisión con operaciones en Argentina y una subsidiaria de Enel Brasil.

VAD
Valor Agregado de Distribución. Su determinación se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

XM
Expertos de Mercado S.A. E.S.P. Una subsidiaria de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), una empresa colombiana que provee servicios de gestión en tiempo real en los sectores eléctrico, financiero y de transporte.

9

Declaración de responsabilidad

Declaración de Responsabilidad

Los directores de Enel Américas S.A. y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, emitida por la Comisión para el Mercado Financiero.

Presidente
Borja Acha Besga
DNI: 05263174-S

Director
José Antonio Vargas Lleras
CI: 79.312.642

Director
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7

Director
Patricio Gómez Sabaini
Pasaporte: 16941675N

Director
Enrico Viale
DNI: AU 2580379

Director
Domingo Cruzat Amunátegui
Rut: 6.989.304-K

Gerente General
Maurizio Bezzeccheri
Rut: 26.490.357-2